

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



# ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ ТОМ 4

*Инновационные технологии геологической разведки, горного и нефтегазового дела  
Бурение скважин*

*Космическая геология*

*Математическое моделирование и разведочная геофизика*

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

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

*Партнеры конференции:*



Металлоинвест



*При финансовой поддержке:*



MICROMINE



ВИМС



Новый Поток

23 Октября 2020 | October, 23, 2020

Москва | Moscow



*«Молодые - Наукам о Земле»*

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

Молодые - Наукам о Земле: в 7 т. Материалы IX Международной научной конференции молодых ученых «Молодые - Наукам о Земле»– М. : Издательство РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ, 2020.

ISBN 978-5-6045456-0-7

Т. 4 : Развитие новых идей и тенденций в науках о Земле: геология, геотектоника, геодинамика, региональная геология, палеонтология / ред. коллегия: В.А. Косьянов, В.Ю. Керимов, В.В. Куликов. - М. : Издательство РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ, 2020. – 338 с.

ISBN 978-5-6045456-4-5

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

ISBN 978-5-6045456-4-5 (т. 4)  
ISBN 978-5-6045456-0-7

© РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ  
УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ, 2020



## СОДЕРЖАНИЕ

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

1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОСТАВЛЯЮЩИХ КОЭФФИЦИЕНТА МОЩНОСТИ ПРИ НЕСИНУСОИДАЛЬНЫХ РЕЖИМАХ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРИ ВЕДЕНИИ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ  
*Аладьин М.Е.\* (Санкт-Петербургский горный университет, m.aladyin@gmail.com), Сычев Ю.А. (Санкт-Петербургский горный университет, ya\_sychev@mail.ru).....10*
2. ПРИМЕНЕНИЕ ГАЗОТУРБИНЫХ УСТАНОВОК, РАБОТАЮЩИХ НА ПОПУТНОМ ГАЗЕ, В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ  
*Башкуров А.Ю. (Российский государственный геологоразведочный университет, bashkurov\_A@inbox.ru), Оливетский И.Н. (Российский государственный геологоразведочный университет).....14*
3. К ВОПРОСУ ОБ ОПТИМАЛЬНОМ СОСТАВЕ И УДЕЛЬНОЙ ТЕПЛОТЕ ВЗРЫВА ЭМУЛЬСИОННЫХ ВЗРЫВЧАТЫХ ВЕЩЕСТВ (ЭВВ)  
*Брагин П.А. (ООО «Глобал Майнинг Эксплозив - Раша», г. Москва, Россия, ravelbragin83@mail.ru), Иляхин С.В. (МГРИ-РГГРУ, г. Москва, Россия, isv11@mail.ru), Маслов И.Ю. (ООО «Глобал Майнинг Эксплозив - Раша», г. Москва, Россия, ravelbragin83@mail.ru).....16*
4. ОБЗОР Q-СИСТЕМЫ БАРТОНА  
*Величко Д.В.\* (МГРИ, Dmitrii\_velichko@mail.ru), Селезнёв А.В. (ВНИПИпромтехнологии, Seleznev.A.V@vnipt.ru), Иоффе А.М. (ВНИПИпромтехнологии, Ioffe.A.M@vnipt.ru).....19*
5. НОВОЕ РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ ОБРАТНОГО ВЫНОСА ПРОПАНТА ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА  
*Жулина Л.Г. (Северо-Кавказский федеральный университет, zhulina-19980530@mail.ru)  
Верисокин А.Е. (Северо-Кавказский федеральный университет, verisokin.aleksandr@mail.ru).....22*
6. РАЗРАБОТКА АЭРОМОБИЛЬНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ОТБОРА ПРОБ ЗАГАЗОВАННОГО ВОЗДУХА И ЗАГРЯЗНЕННОЙ ВОДЫ  
*Митрушина А.С. (МГРИ, mitrushina-98@mail.ru), Е.И. Комаров (д. т. н., проф. МГРИ, e.i.komarov@rambler.ru), Бунин Ж.В. (д. т. н., проф. МГРИ), Адамова Л.С. (МГРИ, mlyuda1998@gmail.com).....25*
7. РАСЧЁТНАЯ МОДЕЛЬ БАЛКИ НА УПРУГОМ ОСНОВАНИИ НАД ЗАКАРСТОВАННЫМ МАССИВОМ  
*Пименова А.В. (МГРИ, pimenova\_av@bk.ru), Иляхин С.В. (МГРИ, isv11@mail.ru).....29*
8. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГАЗА ДЕЭТАНИЗАЦИИ В КАЧЕСТВЕ ТОПЛИВА ПЕЧЕЙ ОГНЕВОГО ПОДОГРЕВА НА ПРИМЕРЕ НЕФТЕГАЗО ДОБЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА  
*Резников А.\* (АО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ», antonreznikov1@gmail.com), Жернаков А.П. (МГРИ РГУ им. С. Орджоникидзе, kulickovaljudmila@yandex.ru).....32*
9. МОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕНОСНОЙ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С НЕФТЯНЫМИ ОТОРОЧКАМИ  
*Самедова Г.Э. (НАНА, Институт Нефти и Газа, aliyevagulshan85@gmail.com).....35*
10. ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ЗАКЛАДКИ ВЫРАБОТАННОГО ПРОСТРАНСТВА ТВЕРДЕЮЩИМИ СМЕСЯМИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ ПОДЗЕМНЫМ СПОСОБОМ  
*Брюховецкий О.С. (МГРИ, bos.rggru@mail.ru), Севостьянов Н.А. (МГРИ, sevostyanovnk@yandex.ru), Пименова А.В. (МГРИ).....38*
11. СКВАЖИННАЯ ГИДРОДОБЫЧА, АНАЛИЗ СИТУАЦИИ  
*Адамова Л.С. (ФГБОУ ВО "Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе" (МГРИ), mlyuda1998@gmail.com), Митрушина А.С. (ФГБОУ ВО "Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе" (МГРИ), mitrushina-98@mail.ru).....40*
12. СЕЙСМИЧЕСКИЕ И КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ПОРОД ПЕРСПЕКТИВНОЙ ЮЖНОЙ КЕНГЕЛЫ ОСАДОЧНОГО БАСЕЙНА КВАНЗЫ (АНГОЛА)  
*Арманду Зонгу (Российский университет дружбы народов, zoar1@outlook.com), Абрамов В.Ю. (Российский университет дружбы народов, geophy-rudn@mail.ru).....44*
13. АНАЛИЗ ТОЧНОСТИ МЕТОДИК РАСЧЕТА ТОКА ОДНОФАЗНОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ ДЛЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ГОРНОДОБЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ  
*Бабырь К.В. (СПГУ, 77kir09@bk.ru), Пеленев Д.Н. (СПГУ, D.Pelenev@mail.ru), Колычев В.В. (СПГУ, vlad.kolychev.2014@mail.ru).....48*
14. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЛАБОРАТОРНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ УРАНОВЫХ РУД МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТАХАГГАРТ (АЛЖИР) МЕТОДОМ КУЧНОГО ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ  
*Бадахмауи Т.\* (НИЯУ-МИФИ, tayeb.badahmaoui@yandex.ru), Колпаков Г. А. (АО "ВНИИХТ", kolpakgen@mail.ru), Лаерухин А. А. (НИЯУ-МИФИ, AALavrukhin@mephi.ru), Туза М. (НИЯУ-МИФИ, Mohamed.touiza@yahoo.com)....52*



15. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ ТАЛАКАНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
Попов В.В. (г. Якутск, Северо-Восточный федеральный университет имени М.К.Аммосова, [rvv13091979@gmail.com](mailto:rvv13091979@gmail.com)), Егорова Т.Р. (Северо-Восточный федеральный университет имени М.К.Аммосова, [tyaruslanovna@mail.ru](mailto:tyaruslanovna@mail.ru)).....56
16. АО «ЛЕБЕДИНСКИЙ ГОК» - ЛИДЕР В ПРОИЗВОДСТВЕ ЖЕЛЕЗОРУДНОЙ ПРОДУКЦИИ  
Жибоедов ЮВ. (АО «Лебединский ГОК», [zhiboedov\\_u\\_v@lebgok.ru](mailto:zhiboedov_u_v@lebgok.ru)), Горбатенко В.Д. (АО «Лебединский ГОК», [gorbatenko\\_v\\_d@lebgok.ru](mailto:gorbatenko_v_d@lebgok.ru)).....64
17. ВЛИЯНИЕ БУРОВОГО РАСТВОРА НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОХОДКИ СКВАЖИН  
Арте́м Викто́рович\* (МГРИ, гр. МНД 18-2, [zhucartem@gmail.com](mailto:zhucartem@gmail.com)), научный руководитель: профессор Григорьев М.И. (МГРИ).....67
18. ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ ПРИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТАХ  
Забунув А. С.\* (ФГБОУ ВО "Санкт-Петербургский горный университет", [sasha-zabunov@mail.ru](mailto:sasha-zabunov@mail.ru)), Сычев Ю. А. (ФГБОУ ВО "Санкт-Петербургский горный университет", [ya\\_sychev@mail.ru](mailto:ya_sychev@mail.ru)).....71
19. ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЗАМЕНЫ АВТОТРАНСПОРТА НА КОМБИНИРОВАННЫЙ АВТОМОБИЛЬНО-КОНВЕЙЕРНЫЙ ТРАНСПОРТ ДЛЯ УСЛОВИЙ КАРЬЕРА «АФАНАСОВО» ВО ВЛАДИМИРСКОЙ ОБЛАСТИ  
Кочкина Е.В. (МГРИ, [elizaveta-kochkina00@rambler.ru](mailto:elizaveta-kochkina00@rambler.ru)), Буянов М.И. (МГРИ, [buyanov08@mail.ru](mailto:buyanov08@mail.ru)), Маслова М.В. (ООО «ЭкоПроектКарьер», [rita.maslova2014@yandex.ru](mailto:rita.maslova2014@yandex.ru)).....75
20. МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ КПД ДВС КАРЬЕРНОГО САМОСВАЛА ПУТЁМ УЧЁТА КОНСТРУКТИВНЫХ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ФАКТОРОВ  
Фоменко А.А. (МГРИ, [Foma26199622@mail.ru](mailto:Foma26199622@mail.ru)), Меркулов Михаил Васильевич (МГРИ, [mvm.07@mail.ru](mailto:mvm.07@mail.ru)).....77
21. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРОВЗРЫВНЫХ РАБОТ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КУМУЛЯТИВНОГО ЗАРЯДА В ПОДЗЕМНЫХ ГОРНЫХ РАЗРАБОТКАХ  
Умаров Ф.Я.(Алмалыкский Филиал НИТУ «МИСус», Узбекистан, [farkhodbek.umarov@yandex.ru](mailto:farkhodbek.umarov@yandex.ru)); Нутфуллоев Г.С.(Алмалыкский Филиал НИТУ «МИСус», Узбекистан, [gafurcom@mail.ru](mailto:gafurcom@mail.ru)); Назаров З.С.(Навоийский государственный горный институт, Узбекистан, [gafurcom@mail.ru](mailto:gafurcom@mail.ru)); Базарова М.А.(Навоийский государственный горный институт, Узбекистан, [gafurcom@mail.ru](mailto:gafurcom@mail.ru)).....84
22. ПРЕИМУЩЕСТВА ПРИМЕНЕНИЯ БЕСПИЛОТНЫХ ЛЕТАТЕЛЬНЫХ АППАРАТОВ (БПЛА) ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ СЪЕМОК  
Валькова Е.Д. (Россия, г. Москва, Российский Государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, [veda98@mail.ru](mailto:veda98@mail.ru)); Новиков П.В. (Россия, г. Москва, Российский Государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, [noviptr@mail.ru](mailto:noviptr@mail.ru)).....87
23. ПАРОПОРШНЕВАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВТОРИЧНЫХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ  
Рахматуллин И.З.\* (МГРИ, [ilrahman@yandex.ru](mailto:ilrahman@yandex.ru)), Меркулов М.В. (МГРИ, [mvm.07@mail.ru](mailto:mvm.07@mail.ru)), Денисюк Н.В.....91
24. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СОВРЕМЕННЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ПРИМЕРЕ ПОЛИКАТИОННЫХ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ «ГАЗПРОМ ВНИИГАЗ»  
Гайдаров А.М.\* (МГРИ, [cyberlab@mail.ru](mailto:cyberlab@mail.ru)), Соловьев И.М. (МГРИ, [solovevim@mgri.ru](mailto:solovevim@mgri.ru)), Соловьев А.М. (МГРИ, [solovevat@mgri.ru](mailto:solovevat@mgri.ru)).....95
25. КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ПРОВЕДЕНИЮ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ  
Ахмедова А.Н.\* (Санкт-Петербургский горный университет, [akh.alins@gmail.com](mailto:akh.alins@gmail.com)), Паляницина А.Н. (Санкт-Петербургский горный университет, [just.aleksandra.kuznetsova@gmail.com](mailto:just.aleksandra.kuznetsova@gmail.com)).....97
26. ТЕХНОЛОГИЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА В ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИНАХ НА ПРИМЕРЕ ФЕДОРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
Фахрутдинов Э. И.\* (Казанский федеральный университет, [mks-1989eduard@yandex.ru](mailto:mks-1989eduard@yandex.ru)), Фокеева Л.Х.(Казанский федеральный университет, [fokeeva.00@mail.ru](mailto:fokeeva.00@mail.ru)), Ганиева Г.Р.(Казанский федеральный университет, [gguzelrafikovna@mail.ru](mailto:gguzelrafikovna@mail.ru)).....100
27. ОБЗОР ПАРКА ГОРНЫХ МАШИН И ОБОРУДОВАНИЯ ГОРНОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РУД БЛАГОРОДНЫХ И ЦВЕТНЫХ МЕТАЛЛОВ СУБЪЕКТОВ ДАЛЬНЕВОСТОЧНОГО ФЕДЕРАЛЬНОГО ОКРУГА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ АНАЛИЗА СТАТИСТИЧЕСКИХ ДАННЫХ НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЕЙ  
Хромов В.М.\* (ФБГУ ЦНИГРИ, [job.khromov@gmail.com](mailto:job.khromov@gmail.com)), В.Г. Басинский (МГРИ РГГРУ, [170541@mail.ru](mailto:170541@mail.ru)).....103
28. АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ УСТАНОВОК УТИЛИЗАЦИИ ЭНЕРГИИ ДАВЛЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА ПРИ РЕДУЦИРОВАНИИ НА ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЯХ СЕВЕРНЫХ РЕГИОНОВ  
Шубин А.В.\* (СПГУ, [shuand97@mail.ru](mailto:shuand97@mail.ru)), Дмитриева А.С. (СПГУ, [Alena\\_dmitrieva57@rambler.ru](mailto:Alena_dmitrieva57@rambler.ru)), Овчинников Е.С. (СПГУ, [egor.owchinnikov@yandex.ru](mailto:egor.owchinnikov@yandex.ru)).....105



## «Молодые - Научкам о Земле»

29. ПОЛУПРОМЫШЛЕННЫЕ И ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА ПОВЫШЕНИЯ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ЗОЛОТА В РУДНОМ ШТАБЕЛЕ КУЧНОГО ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ НА КАРЬЕРЕ «МУРУНТАУ»  
*Якшибаев Т.М. (соискатель МГРИ, timur19.01.1988.tm@list.ru); Боровков Ю.А., (МГРИ, bua\_51@mail.ru).....107*
30. РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ И ХРАНЕНИИ НЕФТЕПРОДУКТОВ  
*Башкуров А.Ю. (Российский государственный геологоразведочный университет, bashkurov\_A@inbox.ru)..112*
31. ОТБОЙКА ГОРНЫХ ПОРОД С ПРИМЕНЕНИЕМ НРС В СКВАЖИНАХ.  
*Емельянов Р.В. (ООО «CuArCuSi Рус»), Иляхин С.В. (МГРИ-РГГРУ).....115*
32. МЕСТА ОБРАЗОВАНИЯ ПЫЛИ ПРИ ВЗРЫВЕ СКВАЖИННЫХ ЗАРЯДОВ В МАССИВЕ ГОРНЫХ ПОРОД НА ОТКРЫТЫХ ГОРНЫХ РАБОТАХ  
*Иляхин С.В.\* (МГРИ, isv11@mail.ru), Борисов И.С.(ЛГОК, borisov\_i\_g@lebgok.ru), Янсаетова Г.Р.(МГРИ, gulsiya.yansaitova@mail.ru).....119*
33. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ КОРРОЗИЙНЫХ ЗАЩИТ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ  
*Оливетский И.Н.\* (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, olivetskiyin@mgri.ru), Сагитов Т.Б. (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, sagitovtb@mail.ru).....122*
34. ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПУТЕМ ВНЕДРЕНИЯ АВТОМАТИЗАЦИИ ДОЖИМНОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ  
*Оливетский И.Н.\* (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, olivetskiyin@mgri.ru), Карамоч И.П. (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, karatochip@mail.ru) .....124*
- СЕКЦИЯ «БУРЕНИЕ СКВАЖИН»**
35. ЦИФРОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ПРИ БУРЕНИИ НА ТВЁРДЫЕ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ СТАЦИОНАРНЫМИ БУРОВЫМИ УСТАНОВКАМИ.  
*Крылков М.Ю. (МГРИ, m.krylkov@mail.ru), Савинов Д.А. (МГРИ, dan.sawinov@gmail.com).....126*
36. СО2 – НОВОЕ ЖИДКОЕ ТОПЛИВО  
*Алимова М. М. (МГРИ, munisaalimova999@gmail.com), Щербаклова К. О. (МГРИ, sherbakovak@mgri.ru), Чекалов А. Ю. (МГРИ, aychekalov@gmail.com).....131*
37. БУРЕНИЕ МОРСКИХ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН В АРКТИКЕ  
*Андреева А.А. (МГРИ, minniemouse01@bk.ru), Смирнова В.В. (МГРИ, valentine-sm@yandex.ru).....133*
38. СТАТИСТИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ПРОБЛЕМАМ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ГЛУБОКИХ СКВАЖИН  
*Артеева Е.А. (МГРИ, sunny.arteeva@mail.ru), Ганджумян Р.А (МГРИ, gandzhumyanra@mgri.ru).....136*
39. КЛЮЧЕВЫЕ АСПЕКТЫ РЕАЛИЗАЦИИ МЕХАНИЗМА РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД ВНЕЦЕНТРЕННЫМИ УДАРНЫМИ ИМПУЛЬСАМИ  
*Головченко А.Е. (Институт горного дела, геологии и геотехнологий Сибирского федерального университета, г. Красноярск, antong77@yandex.ru), Нескоромных В.В. (Институт горного дела, геологии и геотехнологий Сибирского федерального университета, г. Красноярск, sovair@bk.ru).....140*
40. БУРЕНИЕ СКВАЖИН НА ГАЗОГИДРАТЫ. ЗНАЧЕНИЕ МЕССОЯХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ ГАЗОГИДРАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В АРКТИЧЕСКОЙ КРИОЛИТОЗОНЕ  
*Егоров Д.П. (СПбГУ, origenal13@mail.ru), Егоров П.П. (ООО «Ай Ди ЭС Навигатор», mega\_gtk@inbox.ru), Тунгусов А.А. (РГГРУ-МГРИ, tungusov\_aa@mail.ru).....144*
41. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ЕГО ПАРАМЕТРОВ ПРИ БУРЕНИИ С УПРАВЛЯЕМЫМ ДАВЛЕНИЕМ  
*Захаров А.А. (МГРИ, neous12@live.ru).....149*
42. КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ ПРОМЫВКИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН  
*Казак В.В. (ФГБОУ ВО "Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), г. Москва, isuperc86@yandex.ru), Овезов Б.А. (ФГБОУ ВО "Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ) ", г. Москва), Нестеренко С.Ю. (ФГБОУ ВО "Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ) ", г. Москва).....152*
43. НОВЫЙ ВИД КАНАЛА ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ В ТЕЛЕМЕТРИИ  
*Календарова Л.Р. (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), kalendarova.leyli@mail.ru), Овезов Б.А. (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), ovezovba@mgri.ru).....155*
44. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ОТЕЧЕСТВЕННОГО И ЗАРУБЕЖНОГО ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПО МОДЕЛИРОВАНИЮ ГРП  
*Кононенко Л. П.\* (МГРИ, levkononenko777@gmail.com), Чекалов А.Ю. (МГРИ, aychekalov@gmail.com).....159*



45. ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ БЕРЕНИЯ  
Минуллин Б.Р.\* (РГУ Нефти и Газа (НИУ) имени И.М. Губкина) *minullin.bulat@mail.ru*; Научный руководитель:  
д.т.н., профессор Хавкин А.Я.....161
46. КОМПЛЕКС ДЛЯ ОЦЕНКИ И ПРОГНОЗА ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗДЕЙСТВИЯ ЛЕДОВЫХ ОБРАЗОВАНИЙ НА  
МОРСКИЕ НЕФТЕГАЗПРОМЫСЛОВЫЕ СООРУЖЕНИЯ И ТРАНСПОРТИРОВКУ УВ НА ШЕЛЬФЕ АРКТИКИ  
Нестеренко С.Ю. (МГРИ, *Nesterenko-SY@yandex.ru*).....163
47. ВЛИЯНИЕ ГЕОМАГНИТНЫХ ВОЗМУЩЕНИЙ НА НАКЛОННО- НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ В ВЫСОКИХ  
ШИРОТАХ  
Овезов Б. (МГРИ, *ovezovba@mgri.ru*). Научный руководитель: д.т.н., проф. Соловьев Н.В. (МГРИ,  
*solovyevnv@mgri.ru*).....165
48. ВОПРОСЫ КРЕПЛЕНИЯ НАПРАВЛЕНИЙ МОРСКИХ СКВАЖИН С ПОДВОДНЫМ РАСПОЛОЖЕНИЕМ УСТЬЯ НА  
ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ШЕЛЬФА О. САХАЛИН  
Потапов А.В.\* (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, *Potapov\_Andrew@bk.ru*), Оганов Г.С. (РГУ нефти  
и газа (НИУ) имени И.М. Губкина).....167
49. ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА БУРЕНИЯ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН НА СТАРЫХ И НОВЫХ РУДНИЧНЫХ ПОЛЯХ  
Судоплатова А.А.\* (МГРИ, *sudoplatovaaa@mgri.ru*), Сапожков А.А. (ООО «ДДВ», *sapozhkovartem@mail.ru*),  
Назаров А.П. (МГРИ, *alexpnazarov@yandex.ru*).....169
50. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЕРЕДАТОЧНОЙ ФУНКЦИИ ПРИ ЭКСТРЕМАЛЬНОМ РЕГУЛИРОВАНИИ БУРЕНИЯ НА ТВЁРДЫЕ  
ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ СТАЦИОНАРНЫМИ БУРОВЫМИ УСТАНОВКАМИ.  
Крылков М.Ю. (МГРИ, *m.krylkov@mail.ru*), Таруленков К.А. (МГРИ, *koppf@yandex.ru*).....173
51. АНАЛИЗ СТРОЕНИЯ И КЛАССИФИКАЦИИ ПОЛИМЕРОВ И ПРИМЕНЕНИЕ ИХ В БУРОВЫХ РАСТВОРАХ  
Фазилова Н.Р. (МГРИ, *nvoinova@inbox.ru*).....177
52. ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАДАЧИ УЧЕТА АВАРИЙНОСТИ ПРИ МОРСКОМ БУРЕНИИ  
Хотайт Р.И.\* (МГРИ, *khotait@mail.ru*).....182
53. НАДДОЛОННЫЙ МОДУЛЬ ТЕЛЕСИСТЕМЫ  
Шакрамов М. С. (МГРИ, *mshakramov@bk.ru*), Календарова Л. Р. (МГРИ, *Kalendarova.leyli@mail.ru*), Овезов Б. А.  
(МГРИ, *ovezovba@mgri.ru*).....186
54. РАЗРАБОТКА СУПРА-МОЛЕКУЛЯРНЫХ СИСТЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ РЕГУЛИРУЕМОГО  
УПРАВЛЕНИЯ ИХ СВОЙСТВАМИ С ЦЕЛЬЮ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ  
СКВАЖИН  
Щербакоева К. (МГРИ, *sherbakovak@mgri.ru*); Фазилова Н.Р. (МГРИ, *nvoinova@inbox.ru*); научный  
реководитель: д.т.н., проф.Соловьев Н. В.(МГРИ, *solovyevnv@mgri.ru*).....189
55. ОЦЕНКА ПРИМЕНЕНИЯ БИТУМНЫХ СМЕСЕЙ ДЛЯ РЕМОНТА РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ ПОЛИМЕРНЫХ ТРУБ  
ОБСАДНЫХ КОЛОНН ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СКВАЖИН  
Баикатов И.А. (Российский государственный геологоразведочный университет им. С.Орджоникидзе,  
Москва, Россия, *rgdgru1@gmail.com*); Арсентьев Ю.А. (Российский государственный геологоразведочный  
университет им. С.Орджоникидзе, Москва, Россия, *arsentev1956@yandex.ru*); Иванов Д.А. (компания  
«Weatherford», Москва, Россия, *dexhouse@ya.ru*, инженер по бурению).....191
56. ДИАГНОСТИКА ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ ПО ДАННЫМ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ  
Судоплатова А.А.\* (МГРИ, *sudoplatovaaa@mgri.ru*).....195
57. К ВОПРОСУ О БОРЬБЕ С ИНТЕНСИВНЫМ ПОГЛАЩЕНИЕМ БУРОВОГО РАСТВОРА ПРИ БУРЕНИИ  
ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СКВАЖИН  
Кахаров С.К. (Навоийский государственный горный институт, Навои, Узбекистан,  
*misterksk79@mail.ru*).....197
58. РАЗРАБОТКА НЕЙРОСЕТОВОЙ МОДЕЛИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПРИХВАТОВ КОЛОНН БУРИЛЬНЫХ ТРУБ  
Кодиров Ш.Ш.(Южно-Уральский государственный университет (НИУ), г. Челябинск, Россия,  
*qodirovss@susu.ru*).....199
59. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРОВЗРЫВНЫХ РАБОТ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КУМУЛЯТИВНОГО ЗАРЯДА В  
ПОДЗЕМНЫХ ГОРНЫХ РАЗРАБОТКАХ  
Умаров Ф.Я., Нутфуллоев Г.С., Назаров З.С., Базарова М.А. (Алмалыкский Филиал НИТУ «МИСиС»,  
Узбекистан; Навоийский государственный горный институт, Узбекистан).....203
60. ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ, ПУТЕМ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА КРЕПЛЕНИЯ  
ТЕХНИЧЕСКИХ КОЛОНН И ХВОСТОВИКОВ  
Курбанов Х.Н., к.т.н. (ПАО «Варьеганнефтегаз», *khkurbanov@gmail.com*), Валеев Д.Р. (ПАО  
«Варьеганнефтегаз»), Волков Р.Р. (ПАО «Варьеганнефтегаз»).....206
61. ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ПУЛЬСИРУЮЩЕЙ ПРОМЫВКИ СКВАЖИН  
Тунусов С.А.\* (МГРИ, *tungusov\_sa@mail.ru*).....208



62. ПОЛИКАТИОННЫЕ БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН В ГЛИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ (POLYCATIONIC DRILLING FLUIDS FOR WELL CONSTRUCTION IN CLAY DEPOSITS)  
Мирзоев А.С.<sup>1</sup>, Гайдаров А.М.<sup>2</sup>, Кадыров Н.Т.<sup>3</sup>, Сосна Н.М.<sup>4</sup>. (<sup>1</sup>Инженер, <sup>2</sup>Младший научный сотрудник, <sup>3</sup>Инженер, <sup>4</sup>Инженер, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»).....210
63. ОТБОР ПРЕДСТАВИТЕЛЬНОГО КЕРНА ИЗ ПОЛОГИХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ПРИ РАЗВЕДКЕ И РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КОМПЛЕКСНОГО СЫРЬЯ  
Сапожков А.А. (ООО «ДДВ», sapozhkovartem@mail.ru), Назаров А.П. (МГРИ, alexpnazarov@yandex.ru).....214
64. КРИТЕРИЙ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ФИЛЬТРА ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ СКВАЖИН  
Швец В.В. (ООО НПП «РОСТОВСКАЯ БУРОВАЯ КОМПАНИЯ», motorsila@yandex.ru), Третьяк А.А. (Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова, 13050465@mail.ru).....218
65. ИССЛЕДОВАНИЕ ВИБРАЦИЙ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН ДОЛОТАМИ, АРМИРОВАННЫМИ ПЛАСТИНАМИ PDC  
Борисов К.А. (Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова, e-mail: 13020165@mail.ru), Третьяк А.А. (Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова, e-mail: 13050465@mail.ru).....222
66. БУРЕНИЕ ВНЕ ЗЕМЛИ  
Караваев Н. А.\* (МГРИ, nikitakaravaev98@gmail.com), Закиров Р. Р.\* (МГРИ, roniss333@mail.ru), Тунгусов А. А.\* (МГРИ, aa\_tungusov@mail.ru), Тунгусов С. А.\* (МГРИ, tungusov\_sa@mail.ru).....226
67. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПУТЕМ ПОВЫШЕНИЯ НАПОРНОСТИ СТУПЕНИ ПОГРУЖНОГО НАСОСА  
Куриленко А.А. (МГРИ, anya-mavryna@mail.ru), Доцент, к.т.н. Оливетский И.Н (МГРИ, filimona2007@mail.ru).....227
68. К ВОПРОСУ УМЕНЬШЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ТРЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН  
Мешков С.В. (Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И.Платова, 13050465@mail.ru), Третьяк А.А. (Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова, 13050465@mail.ru), Сидорова Е.В. (Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова, 13050465@mail.ru).....229
69. НАНОСТРУКТУРИРОВАННЫЙ БУРОВОЙ РАСТВОР ДЛЯ БОРЬБЫ С ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫМИ ПРИХВАТАМИ  
Мешков С.В. (Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И.Платова, 13050465@mail.ru), Третьяк А.А. (Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И.Платова, 13050465@mail.ru), Онофриенко С.А. (Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И.Платова, 13050465@mail.ru).....232

#### СЕКЦИЯ «КОСМИЧЕСКАЯ ГЕОЛОГИЯ»

70. ВОЗМОЖНОСТИ ДЗЗ НА ОСНОВЕ КОСМОСНИМКОВ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ ДЕФИЦИТА ПИТЬЕВОЙ ВОДЫ В ИНДИИ  
Дронова К.П. (МГРИ, Москва, Россия, Dronova.kat@mail.ru), Шуралу С.А. (DENOVA PARTNERS LP, London), Наравас А.К., (МГРИ, Москва, Россия, Dronova.kat@mail.ru).....236
71. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КОСМИЧЕСКИХ СНИМКОВ ДЛЯ КАРТИРОВАНИЯ И ПОИСКОВЫХ РАБОТ В СУДАНЕ  
Ибрагим М.А.А.\* (Российский университет дружбы народов, 1032185030@rudn.ru), Карлосама М.Ф.Х. (Российский университет дружбы народов, 1032175669@rudn.ru), Котельников А.Е. (Российский университет дружбы народов, kotelnikov-ae@rudn.ru), Марков В.Е. (Российский университет дружбы народов, markov-ve@rudn.ru), Котельникова Е.М. (Российский университет дружбы народов, kotelnikova-et@rudn.ru), Карелина Е.В. (Российский университет дружбы народов, karelina-ev@rudn.ru).....239
72. КОНЦЕПЦИЯ ПРОЕКТА ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ КРЫМА, АЗОВСКОГО И ЧЕРНОГО МОРЕЙ С ЦЕЛЬЮ ОЦЕНКИ И ПРОГНОЗА ЭКОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ, РУДОНЕФТЕГАЗОВОГО И СЕЙСМИЧЕСКОГО РАЙОНИРОВАНИЯ  
Молчанов Н.Р. (СКФУ, fallen\_vip@me.com), Ардатов М.С. (СКФУ, ardatev.maks@mail.ru), Коваленко А. С. (СКФУ, fallensgt@gmail.com). Научный руководитель: Харченко В.М. (СКФУ, Профессор кафедры ГНГ).....241
73. ПРОЕКТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КОСМИЧЕСКОЙ СЪЕМКИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЙОНИРОВАНИЯ КАСПИЙСКОГО РЕГИОНА  
Хамрокулов Ш.Ж. (СКФУ, г. Ставрополь, Россия, thegreatpers98@mail.ru), Абакаров М.А., (СКФУ, tagomed-abakarov-2019@mail.ru), Лисовский К.А., (СКФУ, lisovskikirill@gmail.ru). Научный руководитель: Харченко В.М., (СКФУ, профессор кафедры геологии нефти и газа, доктор геолого-минералогических наук).....243



74. ДЕШИФРИРОВАНИЕ КАК МЕТОД ВЫЯВЛЕНИЯ НЕФТЕГАЗОПЕРСПЕКТИВНЫХ СТРУКТУР НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «РАКУШЕЧНОЕ».  
Шендрикова С.Г.\* (Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт, svetlana.shendrikova.94@mail.ru), Широков Д.Н. (Российский университет дружбы народов, den\_545@mail.ru), Марков В.Е. (Российский университет дружбы народов, vemarkov@yandex.ru), Карелина Е.В. (Российский университет дружбы народов, elkarelina@mail.ru).....246
75. ПРОГНОЗ ЛОКАЛЬНЫХ СТРУКТУР НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ДЕШИФРИРОВАНИЯ КФС И ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ (САМСКО-КОСБУЛАКСКИЙ ПРОГИБ)  
Л.Р.Бикеева, М.Г.Юлдашева, Н.М.Акрамова (АО «ИГИРНИГМ» Ташкент, Узбекистан, e-mail Luizabikeyeva@mail.ru).....249
76. ЛУННАЯ НЕДВИЖИМОСТЬ  
Даевян Б.А. (Институт сервиса, туризма и дизайна (филиал) СКФУ в г. Пятигорске, benny\_2020@mail.ru).....254

СЕКЦИЯ «МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ И РАЗВЕДОЧНАЯ ГЕОФИЗИКА»

77. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ЖЕЛЕЗОРУДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УЗБЕКИСТАНА  
Хайдаров Б.Х. (Ташкентский государственный технический университет имени И.Каримова, г.Ташкент), Дониёров Т.О. (Ташкентский государственный технический университет имени И.Каримова, г.Ташкент), Собитов Д.Р. (Ташкентский государственный технический университет имени И.Каримова, г.Ташкент, doniyorovtolibjon@gmail.com).....257
78. ВОЗМОЖНОСТЬ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАЛИЧИЯ ПОЛОЖЕНИЯ КРИСТАЛЛОВ В ПОРОДЕ ПРИ ПОМОЩИ ГЕОРАДАРА ПОД ДЕЙСТВИЕМ ФОНОВОГО ПОЛЯ  
Савватеев Я.В.(Институт Физики Земли РАН им. О.Ю. Шмидта, г. Москва, Россия, savvateevyar@gmail.com), Корнилов Б.А. (Научно-технический кооператив «Диоген», г. Москва, Россия, ntkdiogen48@mail.ru), Иляхин С.В. (РГГРУ им. С. Орджоникидзе, г. Москва, Россия, isv11@mail.ru).....260
79. МОДЕЛЬ ОПТИМАЛЬНОГО ОВЕРБУКИНГА ПРИ ПРОДАЖЕ БИЛЕТОВ АВИАКОМПАНИИ  
Афанасьева Н.О. (МГРИ, naduwka9808@mail.ru).....263
80. МОДЕЛИРОВАНИЕ КАТАГЕНЕТИЧЕСКОГО ПРЕОБРАЗОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИХ ТОЛЩ НА ОСНОВЕ СТАТИСТИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПИРОЛИТИЧЕСКИХ РЕЗУЛЬТАТОВ (ЮЖНОЕ ПРЕДУРАЛЬЕ)  
Бондарев А.В. (Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, jcomtess@yandex.ru), Баршин А.В. (Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, jcomtess@yandex.ru), Данцова К.И. (Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, jcomtess@yandex.ru), Минлигалиева Л.И. (Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, jcomtess@yandex.ru).....267
81. РАСПОЗНАВАНИЕ ОТРАЖАЮЩИХ ГОРИЗОНТОВ С ПОМОЩЬЮ СВЕРТОЧНОЙ НЕЙРОННОЙ СЕТИ  
Грибуль А.Э.\* (МГРИ, GribulAE@gmail.com), Рыжов В.Л. (МГРИ, Vladislavrzhv@gmail.com), Ненюкова А.И. (МГРИ, NenyukovAA@yandex.ru), Оборнев Е.А. (МГРИ, ObornevEA@mail.ru).....269
82. ПРИМЕНЕНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРИ РЕШЕНИИ ПРЯМОЙ ЗАДАЧИ ГЕОФИЗИКИ  
Долгодворова А.Н. (Уфимский государственный нефтяной технический университет, nasti.dol@mail.ru).....273
83. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ НА КАЧЕСТВО ВОССТАНОВЛЕННОГО ИЗОБРАЖЕНИЯ РАЗМЕРА БЛОКА РАЗБИЕНИЯ В АЛГОРИТМЕ JPEG.  
Калугина А.А. (МГРИ, cake3516@mail.ru), Морочко А.Ф (МГРИ, morotchkoa@inbox.ru ).....277
84. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ОБРАТНОЙ ЗАДАЧИ ГРАВИМЕТРИИ МЕТОДОМ ДИСКРЕТНОГО ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ФУРЬЕ НА ПРИМЕРЕ ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ФЕННОСКАНДИНАВСКОГО ШЦИТА  
Кудина Я.О.\* (МГРИ, kudin.ya.o@gmail.com), Пиманова Н.Н. (МГРИ, nadj@geosys.ru).....281
85. ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА ГЕОРАДИОЛОКАЦИИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОНСТРУКЦИИ ДОРОЖНОЙ НАСЫПИ  
Матюшенко А.А. (МГРИ, anyamatyshenko@rambler.ru), Кудина Я.О. (МГРИ, kudin.ya.o@gmail.com), Посеренин А.И. (МГРИ, poserenin83@gmail.com), Иванов А.А. (МГРИ, ivanova@mgri.ru).....283
86. СРАВНЕНИЕ И РАЗРАБОТКА БАЗЫ ДАННЫХ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ГЕОФИЗИЧЕСКОГО ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН  
Муцольгов З.М.\* (Российский государственный геологоразведочный университет им.Серго Орджоникидзе (МГРИ), zelimutso096@yandex.ru), Мараев И.А. (Российский государственный геологоразведочный университет им.Серго Орджоникидзе (МГРИ), igorech@rambler.ru).....286
87. АНАЛИЗ СЕЙСМИЧЕСКИХ АТРИБУТОВ НА ОСНОВЕ ДАННЫХ, ПОЛУЧЕННЫХ НА ОНЕЖСКОМ ОЗЕРЕ  
Озеров И.С. (МГРИ РГГРУ имени Серго Орджоникидзе, ozerovivan13@gmail.com).....290





88. ОБРАБОТКА И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ АНОМАЛИЙ ГРАВИТАЦИОННЫХ ДАННЫХ В ЦЕНТРАЛЬНОЙ ОБЛАСТИ ВЬЕТНАМА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОМПЬЮТЕРНОЙ ТЕХНОЛОГИИ "КОСКАД 3D"  
Фан Т. Х. (МГРИ, Горно-геологический университет, г.Ханой, phanthihong@hmg.edu.vn); Петров А. В. (МГРИ, petrovstud@mail.ru); До М.Ф. (МГРИ, Вьетнамский геофизический отдел, dominhpuong.dkt@gmail.com)....293
89. ПРЯМАЯ ЗАДАЧА ВЭЗ. ФОНОВЫЕ И АНОМАЛЬНЫЕ ПОТЕНЦИАЛЫ ПОГРУЖЕННЫХ ИСТОЧНИКОВ ПОСТОЯННОГО ТОКА  
Д.Д.Царева (МГРИ, DDTsareva@yandex.ru).....297
90. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТЕЙ ИМПУЛЬСНЫХ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ЗОНДИРОВАНИЙ ПРИ ИЗУЧЕНИИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ (НА ПРИМЕРЕ БАХЧИСАРАЙСКОГО РАЙОНА ГОРНОГО КРЫМА)  
Черкасов В.Г.\* (РГГРУ им Серго Орджоникидзе (МГРИ), vasilycherkasov20@gmail.com), Оборнев Е. А. (РГГРУ им Серго Орджоникидзе (МГРИ), oborneva@mail.ru), Ивлева О.А. (РГГРУ им Серго Орджоникидзе (МГРИ), artel.alp@gmail.com), Зуденков И.А. (РГГРУ им Серго Орджоникидзе (МГРИ) ivan.zoudenkov@gmail.com), Шакиров Д.Ф. (РГГРУ им Серго Орджоникидзе (МГРИ), shakirov@mail.ru). Научный руководитель – Оборнев Е.А. (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе (МГРИ))....302
91. ПРИМЕНЕНИЕ ТРЕХМЕРНЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССАМИ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В РИФЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ КАМОВСКОГО СВОДА  
Шатобин Е.А.\* (АО «ИГурГИ», Shatobin92@mail.ru)..... 307
92. ВЫДЕЛЕНИЕ ЛОКАЛЬНЫХ АНОМАЛИЙ ГРАВИТАЦИОННОГО ПОЛЯ ДЛЯ ПОИСКА АНТИКЛИНАЛЬНЫХ СТРУКТУР НА ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ ЭНТРОПИЙНОГО ФИЛЬТРА  
Алшаллал А. А. ((МГРИ) email: bebarsshallal8@gmail.com), Белов А.П. ((МГРИ)email: econg3@yandex.ru).....310
93. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ КАРОТАЖА СКВАЖИНЫ ТАБЕЛА 12 ПРИ ПОИСКАХ ПОДЗЕМНЫХ ВОД В ОАЗИСЕ ЭЛЬ-БАХАРИЯ, ЗАПАДНАЯ ПУСТЫНЯ ЕГИПТА  
Гавеши В. Р. (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), г. Москва, Россия, igorech@rambler.ru), Мараев И.А. (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), г. Москва, Россия, igorech@rambler.ru).....312
94. ИССЛЕДОВАНИЕ ТРЕЩИНОВАТОСТИ НА ПРИМЕРЕ ГРАНИТНЫХ МАССИВОВ РЕСПУБЛИКИ КАРЕЛИЯ С ПРИВЛЕЧЕНИЕМ МЕТОДА ГЕОРАДИОЛОКАЦИИ  
Исакова Е.П.\* (Санкт-Петербургский Горный университет, isakowa.ek@yandex.ru).....316
95. ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ДАННЫХ О ТЕПЛОВЫХ СВОЙСТВАХ ОСАДОЧНЫХ ПОРОД  
Калинина М.С.\* (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), kalininamaryia@gmail.com).....320
96. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ МРАМОРОВ «ТЕМНОЕ ЦАРСТВО»  
Байкузин Марсиль Ильгизарович\* (РУДН, maksbaikuzin@narod.ru), Абрамов Александр Михайлович. (РУДН).....323
97. МОДЕЛЬ ГРАВИТАЦИОННОГО ПОЛЯ КОРЕННОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ АЛМАЗОВ - КИМБЕРЛИТОВОЙ ТРУБКИ КАТОКА (АНГОЛА)  
Шавьер Л.де Ж.А.\* (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, lucia.xavier@mail.ru), Бондаренко В.М. (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, bonvladimir@yandex.ru).....327
98. ОБРАТНАЯ ФИЛЬТРАЦИЯ ДАННЫХ ИНЖЕНЕРНОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ  
Романов В.В.\* (МГРИ, romanovvv@mgri.ru), Кудина Я.О. (МГРИ), Шатобин Е.А. (МГРИ).....330
99. К МЕТОДИКЕ ОПТИМИЗАЦИИ НЕЙТРОННОГО ГАММА-МЕТОДА ПРИ КОНТРОЛЕ КАЧЕСТВА ТОПЛИВА  
Янковский В.Ю., магистрант (Карагандинский государственный технический университет, sotka6500@mail.ru), Пак Д.Ю., (Карагандинский государственный технический университет, pak\_kargtu@mail.ru).....332
100. ОЦЕНКА МИКРОСЕЙСМИЧЕСКОГО НИЗКОЧАСТОТНОГО ФОНА В ГОРОДСКИХ УСЛОВИЯХ  
А. А.Алшаллал ((МГРИ)email:bebarsshallal8@gmail.com), А.М. Лобанов ((МГРИ) email: lobannet@mail.ru), А.П. Белов ((МГРИ)email: econg3@yandex.ru).....334



## ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОСТАВЛЯЮЩИХ КОЭФФИЦИЕНТА МОЩНОСТИ ПРИ НЕСИНУСОИДАЛЬНЫХ РЕЖИМАХ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРИ ВЕДЕНИИ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

*Аладын М.Е.\* (Санкт-Петербургский горный университет,  
m.aladyin@gmail.com),*

*Сычев Ю.А. (Санкт-Петербургский горный университет, ya\_sychev@mail.ru)*

### Аннотация

Аргументирована необходимость регулирования коэффициента мощности в электроэнергетических системах при работе в несинусоидальных режимах. Представлены базовые особенности вычисления коэффициента мощности при данных режимах работы. Представлены условия, формирующие несинусоидальные режимы. По результатам изучения отечественных и зарубежных научных работ, получена аналитическая формула для вычисления коэффициента мощности, учитывающая наличие в сети гармонических искажений тока и напряжения. Создана компьютерная имитационная модель в среде Matlab Simulink, включающая в себя несинусоидальный источник питания, линейную и нелинейную нагрузки, дающая возможность определить особенность изменения компонентов коэффициента мощности в условиях работы в несинусоидальных режимах.

**Ключевые слова:** коэффициент мощности, определение, анализ, несинусоидальность, несинусоидальный режим, электроснабжение, нелинейная нагрузка, высшие гармоники.

Наличие реактивной составляющей полной мощности определяется в первую очередь коэффициентом мощности системы электроснабжения. Снижение этого показателя характеризуется широким распространением электроприводов промышленных установок, являющихся нелинейными потребителями. Данная нагрузка включает в себя активные преобразователи, которые потребляют несинусоидальный ток, включающий в себя высшие гармоники. В свою очередь, источники электроэнергии также могут в своем составе активные преобразователи, что делает из них такие же источники высших гармонических составляющих. Можно сделать вывод, что несинусоидальный режим может быть вызван как источником электрической энергии, так и нелинейной нагрузкой. Данный факт необходимо учитывать при выборе технических средств для компенсации реактивной мощности, высших гармоник и коррекции коэффициента мощности.

Существует несколько компонентов, определяющих величину коэффициента мощности при несинусоидальных режимах работы сети. Они представляют собой соотношения составляющих полной мощности первой гармоники и высших гармонических составляющих. Классическое выражение для определения коэффициента мощности показывает только фазовый сдвиг тока и напряжения основной гармоники и не позволяет установить влияние гармоник на общий коэффициент мощности сети.

В данной работе приведены основные условия формирования несинусоидального режима: первый – подключение нелинейной нагрузки к синусоидальному источнику, второй – подключение нелинейной нагрузки к несинусоидальному источнику, третий – подключение линейной нагрузки к несинусоидальному источнику, четвертый – подключение линейной и нелинейной



нагрузок к синусоидальному источнику, пятый - подключение линейной и нелинейной нагрузок к несинусоидальному источнику. Выражения, использованные для расчета составляющих коэффициента мощности, представлены в ряде зарубежных и отечественных научных статей и работ, а также в документации, созданной научно-технической организацией «Institute of Electrical and Electronics Engineers» (IEEE, США).

На рисунке 1 приведена структурная схема модели системы электроснабжения, включающей в себя источник питания, линейную и нелинейную нагрузки, соединенные в точке общего присоединения (ТОП).

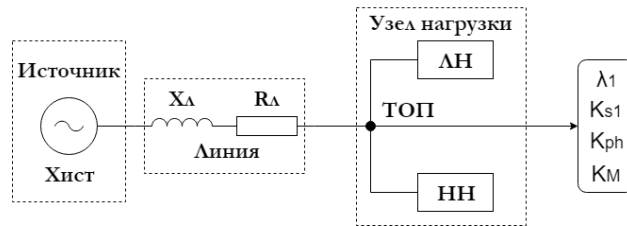


Рисунок 1. Структурная схема модели системы электроснабжения.

Далее представлена аналитическая формула, позволяющая рассчитать коэффициент мощности в несинусоидальном режиме:

$$\lambda = \lambda_1 k_{S1} (1 + k_{pH}); \lambda_1 = \frac{P_1}{S_1}; k_{S1} = \frac{S_1}{S}; k_{pH} = \frac{P_H}{P_1};$$

где:  $\lambda$  – коэффициент мощности всего спектра гармоник;  $\lambda_1$  - коэффициент мощности по первой гармонике;  $k_{S1}$  - коэффициент, характеризующий степень завышения полной установленной мощности электротехнического оборудования ввиду наличия гармонических искажений;  $k_{pH}$  - коэффициент, отражающий соотношение неактивной составляющей полной мощности и активной мощности первой гармонике;  $P_1$  - активная мощность первой гармонике;  $S_1$  - полная мощность первой гармонике;  $S$  - полная мощность;  $P_H$  - неактивная составляющая полной мощности, обусловленная наличием высших гармоник;  $P_1$  - активная мощность первой гармонике.

Для определения степени влияния режима работы сети электроснабжения на составляющие коэффициента мощности была создана компьютерная имитационная модель в среде Matlab Simulink. В ходе исследования были промоделированы пять режимов электроснабжения, о которых говорилось ранее. Результаты моделирования, полученные в точке общего присоединения нагрузок, представлены ниже на рисунках 2 и 3.

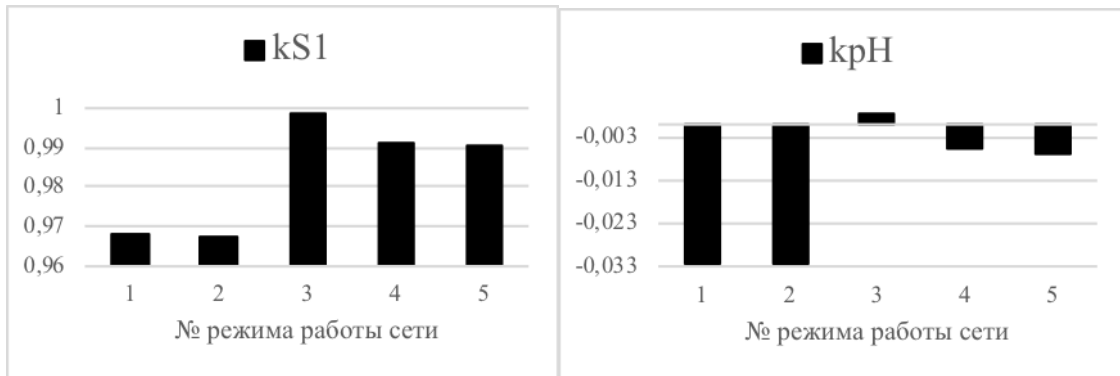


Рисунок 2. Значения коэффициентов  $k_{S1}$  и  $k_{pH}$ .

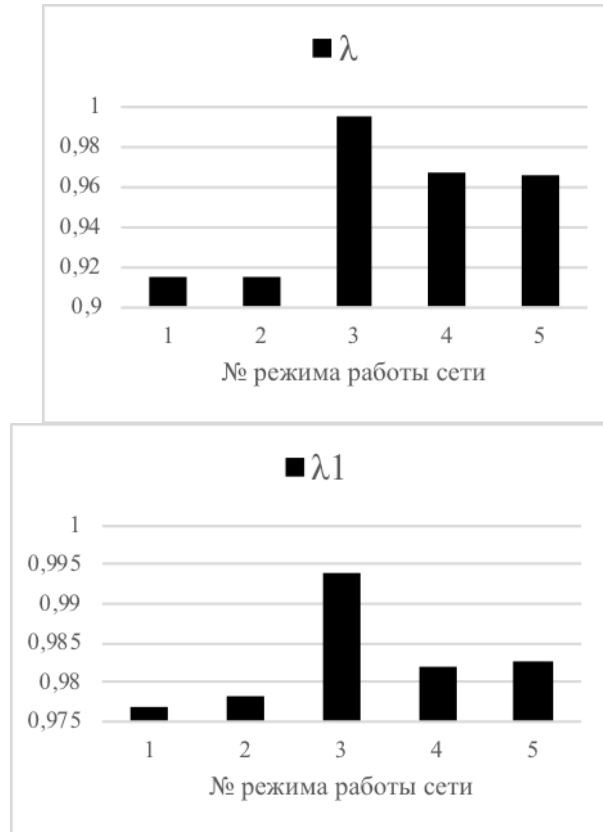


Рисунок 3. Значения коэффициентов  $\lambda$  и  $\lambda_1$ .

Таким образом, по полученным при моделировании результатам можно сделать вывод, что наибольшее завышение полной установленной мощности оборудования наблюдается в режиме работы с линейной нагрузкой и несинусоидальным источником питания, а наименьшее – в режимах работы нелинейной нагрузки с синусоидальным и несинусоидальным источниками соответственно.

Соотношение неактивной составляющей полной мощности и активной мощности первой гармоники принимает наименьшие значения в режимах работы нелинейной нагрузки с синусоидальным и несинусоидальным источниками соответственно, а наибольшее, и единственное положительное, в режиме работы линейной нагрузки и несинусоидального источника.

Коэффициент мощности всего спектра гармоник наибольший в режиме работы линейной нагрузки и несинусоидального источника, наименьшие его значения – в режимах работы нелинейной нагрузки с синусоидальным и несинусоидальным источниками соответственно. Аналогично, и для коэффициента мощности первой гармоники.

Подводя итог, следует сказать, что результаты моделирования демонстрируют наибольшее снижение коэффициента мощности при подключении именно нелинейной нагрузки к синусоидальному или несинусоидальному источнику, что говорит о высокой негативной степени ее влияния на электроэнергетическую систему в целом.

### Литература

1. Бессонов Л. А. Теоретические основы электротехники: Электрические цепи. Учебник для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлениям подготовки дипломированных специалистов «Электротехника, электромеханика и электротехнологии», «Электроэнергетика»,



«Приборостроение». Автор: Лев Алексеевич Бессонов. 11-е издание, переработанное и дополненное. Учебное издание. Внешнее оформление Н.Д. Горбуновой. Москва: Гардарики, 2007.

2. . Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А. Методы и средства коррекции показателей качества электрической энергии на предприятиях минерально-сырьевого комплекса. В сборнике: Современные образовательные технологии в подготовке специалистов для минерально-сырьевого комплекса Сборник научных трудов II Всероссийской научной конференции. 2018. С. 987-992.

3. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Зимин Р.Ю. Оценка эффективности гибридного электротехнического комплекса для коррекции уровня несинусоидальности в автономных системах электроснабжения нефтепромыслов. Промышленная энергетика. 2018. No 1. С. 45-54.

4. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Зимин Р.Ю. Гибридная система коррекции уровня высших гармоник и обеспечения бесперебойного электроснабжения ответственных потребителей нефтедобычи. Промышленная энергетика. 2018. No 11. С. 50-57.

5. Проблемы компенсации высших гармоник тока и напряжения в условиях распределенной генерации / Сычев Ю.А., Кузнецов П.А., Зимин Р.Ю., Соловьева Я.А. // Вестник Московского авиационного института. 2018. Т. 25. № 4. С. 216-228.

6. Сычев Ю.А. Анализ эффективности применения гибридных систем коррекции показателей качества электроэнергии в системах электроснабжения предприятий минерально-сырьевого комплекса. в сборнике: инновации и перспективы развития горного машиностроения и электромеханики: IPDME-2017 Сборник научных трудов международной научно-технической конференции. Научные редакторы В.В. Максаров, В.В. Габов. 2017. С. 223-226.



## **ПРИМЕНЕНИЕ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК, РАБОТАЮЩИХ НА ПОПУТНОМ ГАЗЕ, В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ**

*Башкуров А.Ю. (Российский государственный геологоразведочный университет, bashkurov\_A@inbox.ru),  
Оливетский И.Н. (Российский государственный геологоразведочный университет)*

### **Аннотация**

Газотурбинные установки, потребляя в качестве основного топлива попутный нефтяной газ создают предпосылки для охраны природы и эффективно используют попутное сырьё, что немаловажно и актуально в условиях ухудшения экологической обстановки.

### **Ключевые слова:** газотурбинные установки

Конструкции газовых турбин известны давно, но лишь с недавнего времени активно используются в энергетических установках. Газовые турбины в последнее время стали помощником и основой развития энергетического комплекса России в условиях добычи и переработке нефтяных и газовых полезных ископаемых.

Газотурбинные установки по удельной выработке энергии, на 1 кг массы агрегата, во много раз легче паровых турбин и поршневых генераторов. Их габаритные размеры также несравнимы с другими тепловыми машинами. При всём при этом газотурбинные установки легко автоматизируются, что ведет к сокращению затрат на высоко квалифицированный обслуживающий персонал.

В России исторически сложилась тенденция использования в энергетике твердого топлива, на долю которого приходилось до 78% от всего объема топлива в стране. Эта тенденция наблюдалась в топливном балансе страны полвека назад.

За последние 40 лет произошли изменения, и в настоящее время, за счет других видов топлива, вырабатывается основная часть тепловой и электрической энергии. Основными источниками стал газ как природный, так и попутный нефтяной. На долю других источников энергии по показателям на 2017г приходится 29 %, так как основную нишу в топливном балансе электроэнергетики России занимает газ 71 %.

Газовые турбины в комплексе обычных ГТЭС (Газотурбинных электростанций) на сегодняшний день достигают к.п.д. в размере 36%, а некоторые установки и 40%.

А если на выходе газовой турбины в теплообменнике выходящими газами греть воду и паром охлаждать горячий тракт турбины вместо воздуха, то при температуре газа 1500 °С, можно говорить об уровне КПД порядка 55-60 %.

Газотурбинные установки, потребляя в качестве основного топлива попутный нефтяной газ, создают предпосылки для охраны природы и эффективно используют попутное сырьё, что немаловажно и актуально в условиях ухудшения экологической обстановки.

Если размещать газотурбинные установки непосредственно на месторождениях или близ нефте- и газоперерабатывающих комбинатов уменьшаются затраты на транспортировку нефтепродуктов и появляется электроэнергия для собственных нужд предприятия. В составе ГТЭС газотурбинные установки обеспечивают энергией промышленную инфраструктуру, используя при этом попутный нефтяной газ в качестве топлива.

Технология сжигания топлива, применяемая в газотурбинных установках, обеспечивает низкий уровень эмиссии, что делает ГТЭС экологически чистыми.



За счет ввода в эксплуатацию собственных электростанций компания ОАО «Лукойл», использующая при этом ГТЭС различной мощности на нефтяном газе, активно сокращает закупку электроэнергии от сторонних поставщиков. В настоящее время эксплуатируются и строятся несколько ГТЭС собственных нужд на нефтегазовых месторождениях.

Самая крупная электростанция расположена на Ватьеганском месторождении. ГТЭС-72 Ватьеганского месторождения расположена близ города Когалым Ханты-Мансийского автономного округа, её установленная общая мощность составляет 72 МВт.

Благодаря реализации проекта строительства ГТЭС-72 на Ватьеганском месторождении компания «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» значительно увеличила уровень использования попутного нефтяного газа (ПНГ) на месторождениях.

Сокращения выбросов парниковых газов в результате реализации проекта достигаются:

- за счет уменьшения потребления ископаемого топлива для выработки электроэнергии на электростанциях внешней сети.
- за счет более полного окисления ПНГ в камерах сгорания ГТУ по сравнению со сжиганием газа на факельных установках. Процесс горения ПНГ в камере сгорания ГТУ является гораздо более эффективным.

### **Литература**

1. Электронный ресурс. Материала с сайта компании АО «Искра-Энергетика». “Энергия от проекта до мегавата” <http://www.iskra-energy.ru/>
2. Турбины и дизели. Специализированный информационно-технический журнал. выпуск №8 (ноябрь-декабрь) 2009 года. “ГТЭС Ватьеганского месторождения на базе энергоблоков ЭГЭС-12С-01” Ю. Л. Саков – ОАО НПО «Искра» Д. А. Деринский – ЗАО «Искра-Энергетика»
3. Турбины и дизели. Специализированный информационно-технический журнал. выпуск (январь-февраль) 2010 года. “Газотурбинная электростанция для Южно-Приобского месторождения (ОАО «Газпром нефть»)”



## К ВОПРОСУ ОБ ОПТИМАЛЬНОМ СОСТАВЕ И УДЕЛЬНОЙ ТЕПЛОТЕ ВЗРЫВА ЭМУЛЬСИОННЫХ ВЗРЫВЧАТЫХ ВЕЩЕСТВ (ЭВВ)

*Брагин П.А. (ООО «Глобал Майнинг Эксплозив - Раша», г. Москва, Россия,  
pavelbragin83@mail.ru),*

*Иляхин С.В. (МГРИ-РГГРУ, г. Москва, Россия, isv11@mail.ru),*

*Маслов И. Ю. (ООО «Глобал Майнинг Эксплозив - Раша», г. Москва, Россия,  
pavelbragin83@mail.ru)*

**Аннотация.** Удельная теплота взрыва (взрывчатого превращения) является важной характеристикой ВВ, входящей в многочисленные формулы для определения технологических параметров взрывных работ.

В настоящее время одними из самых распространенных промышленных ВВ в России и за рубежом являются ЭВВ. Однако, несмотря на относительно длительное время применения данных ПВВ, в настоящее время отсутствуют экспериментальные данные о непосредственном измерении удельной теплоты взрывчатого превращения ЭВВ, что обусловлено отсутствием калориметрических бомб, способных выдержать взрыв десяти и более килограмм данных ВВ.

Отсутствие экспериментальных данных приводит к необходимости использования расчетных методов.

Ввиду того, что удельная теплота взрывчатого превращения является важной характеристикой для обоснования технологических параметров при ведении взрывных работ, а ЭВВ нашли широкое применение при разрушении пород при их добыче, разработка методики расчета удельной теплоты взрывчатого превращения для ЭВВ, в которой будет учтен смесевой характер топливной фазы ЭВВ, несомненно актуально.

**Ключевые слова.** ЭВВ, Эмулит, АС-ДТ, аммиачная селитра, окислительная фаза, удельная теплота взрывчатого превращения ЭВВ, уравнение взрывчатого превращения.

Допустим, что при детонации ЭВВ происходит химическая реакция согласно уравнению:

$$\sum a_m A_m = \sum b_i X_i + \sum f_j Y_j, \quad (1)$$

где  $A_m$  - начальные вещества в составе ЭВВ;  $X_i$  - газообразные продукты взрыва;  $Y_j$  - твердотельные продукты взрыва;  $a_m, b_i, f_j$  - мольные коэффициенты.

При составлении уравнения (1), если отсутствуют надежные экспериментальные данные о составе продуктов взрыва, используют, как правило, или принцип Бринкли-Вильсона [1] или алгоритм Авакяна [2]. Однако алгоритм Авакяна дает хорошие результаты при рассмотрении взрывов индивидуальных ВВ при плотностях близких к максимальной. Это ограничивает возможность его применения для расчета продуктов взрыва ЭВВ, представляющих собой пористые энергонасыщенные вещества.

Однако изготовление таких наливных ЭВВ с размером частиц окислительной фазы 2-4 микрона при указанных содержаниях топливной фазы вызывает значительные механические и физико-химические затруднения процесса эмульгирования. Поэтому для повышения теплоты взрыва наливных ЭВВ целесообразно не уменьшать количество топлива, а увеличивать количество окислителя. Последнее достигается путем создания эмулитов – смесей ЭВВ с аммиачной селитрой или с АС-ДТ [3].

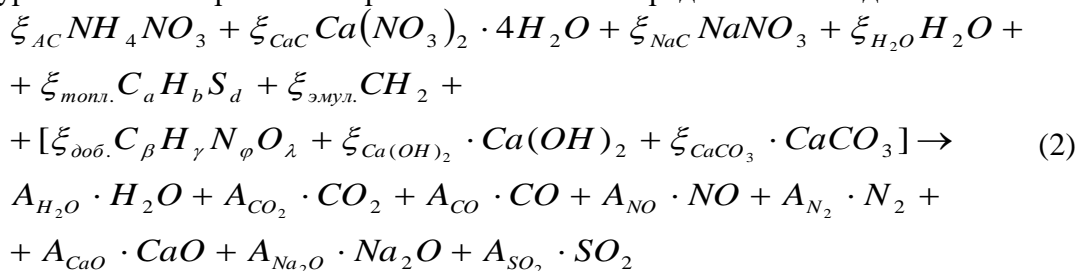
Однако ЭВВ представляет собой смесь двух ВВ, имеющих различные скорости взрывчатых превращений. Первое ВВ – ЭВВ, а второе – АС-ДТ (аммиачная селитра). ЭВВ, как указано выше, имеет отрицательный кислородный баланс, а второе – положительный. Вследствие различия в скоростях взрывчатого разложения этих ВВ





продукты разложения второго ВВ не успевают прореагировать за время реакции с продуктами разложения первого ВВ.

При составлении химического уравнения, описывающего взрывное разложение ЭВВ, исходим из принципа Бринкли-Вильсона. Тогда в широком диапазоне ЭВВ уравнение их взрывчатого разложения можно представить в виде:



где  $\xi_i$  - мольный коэффициент  $i$ - вещества, вступающего в реакцию;  $A_j$  - мольный коэффициент  $j$ - вещества, являющегося продуктом реакции. В левой части уравнения в квадратных скобках указаны возможные добавки в ЭВВ для снижения интенсивности взаимодействия ЭВВ с сульфидными породами: уротропин ( $\beta = 6; \gamma = 12; \varphi = 4; \lambda = 0$ ), мочевины ( $\beta = 1; \gamma = 4; \varphi = 2; \lambda = 1$ ), гидроксид кальция или мелкодисперсный мел.

На основании представленного уравнения (2) взрывчатого разложения получим наиболее сбалансированные по кислороду и углеводородному горючему составы эмультивов на основе ЭВВ составов №I–III и аммиачной селитры ( $NH_4NO_3$ ) будут иметь следующий состав:

*Состав №I (Эмулит с содержанием эмульсии 71,9% масс):*

эмульсия – 71,9% (состав эмульсии -  $NH_4NO_3$  - 79,2%;  $H_2O$  - 16,0%; масло И-20А – 3,8%; эмульгатор вида (8) – 1,0%);  $NH_4NO_3$  – 28,1%.

*Состав №II (Эмулит с содержанием эмульсии 82% масс):*

эмульсия – 82,0% (состав эмульсии -  $NH_4NO_3$  - 61,2%;  $NaNO_3$  - 16,0%;  $H_2O$  - 16,0%; масло И-20А – 4,8%; эмульгатор вида (8) – 1,0%;  $CO(NH_2)_2$  – 1%);  $NH_4NO_3$  – 18,0%.

*Состав №III (Эмулит с содержанием эмульсии 81,1 % масс):*

эмульсия – 81,1% (состав эмульсии -  $NH_4NO_3$  - 45,5%;  $Ca(NO_3)_2$  - 30,0%;  $H_2O$  - 16,0%; дизтопливо летнее – 5,5%; эмульгатор вида (9) – 1,5%;  $Ca(OH)_2$  - 1,5%);  $NH_4NO_3$  – 18,9%.

При этом размер частиц окислительной фазы полученных составов ЭВВ может превышать 4 микрона за счет сбалансированного состава смесей ЭВВ с аммиачной селитрой или с АС-ДТ.

## ВЫВОДЫ

Для наливных чисто ЭВВ не представляется возможным создать сбалансированные по соотношению «горючее-окислитель» составы с достаточно мелкой дисперсной окислительной фазой по причине значительных механических и физико-химических затруднений процесса эмульгирования. Получены оптимальные составы смесей ЭВВ с аммиачной селитрой или с АС-ДТ с максимальной удельной теплотой взрывчатого превращения.



## **Литература**

1. Ф.А. Баум, К.П. Станюкович, Б.И. Шехтер. Физика взрыва – М.: Гос. изд. физ.-мат. лит-ры. – 1959. – 800 с.
2. Авакян Г.А. Расчет энергетических и взрывчатых характеристик ВВ. Учебное пособие. – М.: изд. ВИА им. Ф.Э. Дзержинского. – 1964. – 106 с.
3. А.С. Маторин, В.М. Павлютенков. Водосодержащие взрывчатые вещества местного приготовления. – Екатеринбург: ИГД УрО РАН, 2004. – 194 с.



## ОБЗОР Q-СИСТЕМЫ БАРТОНА

*Величко Д.В.\* (МГРИ, Dmitrii\_velichko@mail.ru),  
Селезнёв А.В. (ВНИПИПромтехнологии, Seleznev.A.V@vnipipt.ru),  
Иоффе А.М. (ВНИПИПромтехнологии, Ioffe.A.M@vnipipt.ru)*

**Аннотация** В докладе содержится краткий обзор Q-системы Бартон, применяемой при инженерном описании массива горных пород при проходке тоннелей

**Ключевые слова** Q-Barton, Массив горных пород, RMR, проходка выработок

На основе оценки большого числа случаев проходки подземных горных выработок в 1974 году Бартон из Норвежского Геотехнического института предложил индекс устойчивости тоннелей (Q) для определения характеристик массива горных пород и выдачи рекомендаций по выбору оптимального способа крепления тоннеля. Численное значение индекса Q варьируется по логарифмической шкале от 0,001 до максимума 1,000 и определяется уравнением:

$$Q = \frac{RQD}{J_n} \cdot \frac{J_r}{J_a} \cdot \frac{J_w}{SRF}$$

Где:

RQD – Качество выхода керна

$J_n$  – Количество систем трещин в массиве

$J_r$  – Показатель шероховатости трещин

$J_a$  – Показатель изменчивости трещин

$J_w$  – Снижающая поправка за обводнённость трещины

SRF – Показатель снижения прочности

Первый сомножитель ( $RQD/J_n$ ) – представляет структуру массива, грубая оценка размерности структурного блока или размера частицы массива. Имеет два предельных значения – 100/0,5 и 10/20, различающиеся в 400 раз. Если представить этот сомножитель в сантиметрах, то он будет охватывать размеры блоков от 200 до 0,5 см.

Второй сомножитель ( $J_r/J_a$ ) – представляет собой шероховатость и характеристики трения стенок трещин или заполняющего их материала. Этот сомножитель взвешен в сторону грубых, нематаморфизованных трещин без заполнителя. Предполагается, что подобные поверхности наиболее близки к естественной прочности массива, а также наиболее благоприятны для устойчивости тоннеля.

Когда же трещины имеют глинистый заполнитель или глинку трения на стенках, то это значительно снижает прочностные характеристики.

Третий сомножитель ( $J_w/SRF$ ) состоит из двух прочностных параметров. SRF это оценка для:

- 1) Снижения нагрузки в случае горных работ в зонах сдвига или при наличии глинистых прослоев,
  - 2) Нагрузки в монолитных породах
  - 3) Сдавливающих нагрузок в пластичных немоналитных породах
- SRF может рассматриваться как обобщённый прочностной параметр.

Параметр  $J_w$  это оценка давления воды, которое оказывает влияние на прочность на сдвиг для трещин, поскольку оно снижает эффективное нормальное напряжение. Вода, в дополнение, может размягчать заполнитель трещин в случае, если он имеет



глинистую природу. Сомножитель ( $J_w/SRF$ ) это комплексный эмпирический фактор, описываемый как «активное напряжение»

Параметр  $Q$  может быть описан как функция трёх параметров, которые являются грубыми оценками следующих величин:

1. Размер блоков массива ( $RQD/J_n$ )
2. Межблоковые сдвигающие силы ( $J_r/J_a$ )
3. Активные силы ( $J_w/SRF$ )

В дополнение к  $Q$  индексу Бартон определил дополнительный параметр, который был назван эквивалентным размером ( $De$ ) выработки. Этот размер получался путём деления длины, диаметра, или высоты обнажения на числовой параметр, называемый рейтингом крепления выработки ( $ESR$ ).

Значение  $ESR$  относится к характеру использования выработки и к степени безопасности, которая требуется от системы крепления, которая установлена в выработке.

Категория выработки	ESR
А. Временные выработки	3-5
В. Постоянные горные выработки, водяные тоннели электростанций (исключая высоконапорные), пилотные тоннели, пилотные забои больших выработок	1.6
С. Хранилища, водоочистные станции, небольшие дорожные и железнодорожные тоннели, тоннели электростанций, сервисные тоннели	1.3
Д. Главные тоннели электростанций, большие транспортные тоннели, объекты ГО и ЧС, порталы и пересечения выработок	1.0
Е. Подземные атомные электростанции, железнодорожные станции, спортивные и публичные сооружения, фабрики	0.8

Необходимая длина  $L$  анкеров может быть оценена через ширину  $B$  выработки и её значение  $ESR$ :

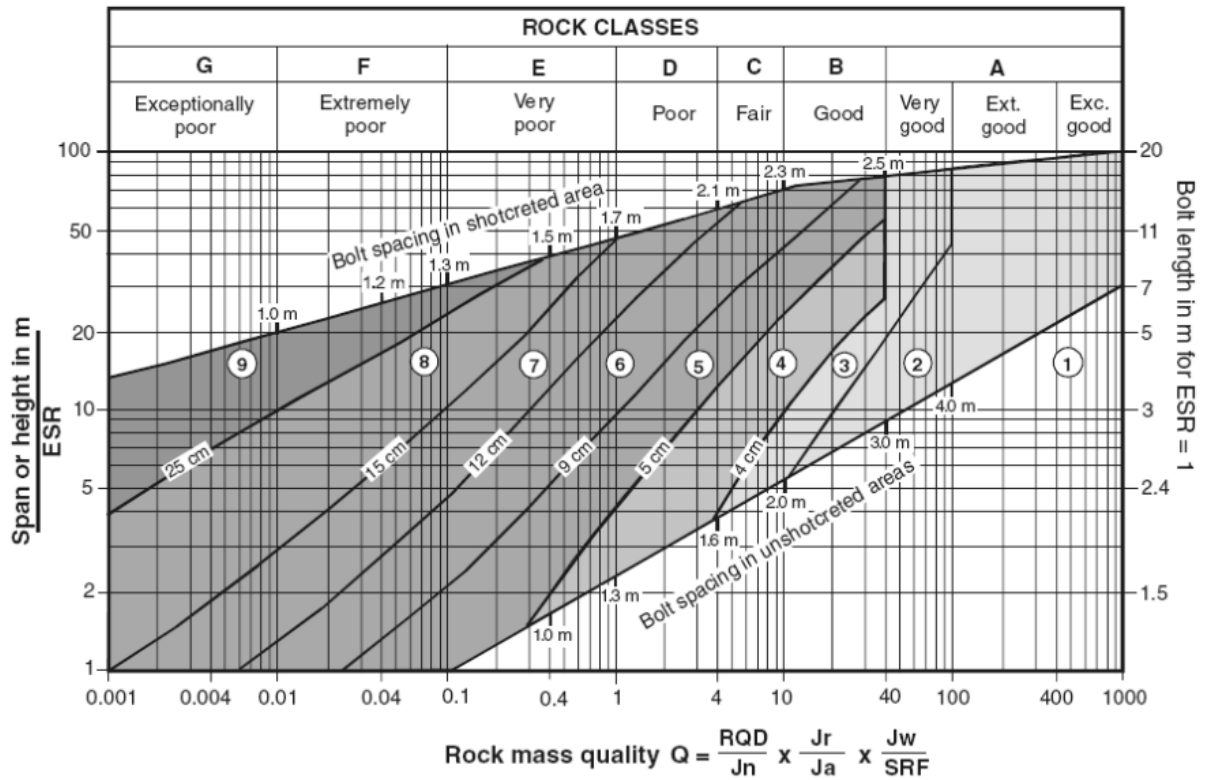
$$L = 2 + \frac{0.15B}{ESR}$$

Величина максимального свободного пролёта может быть вычислена по формуле:

$$MS_u = 2ESR Q^{0.4}$$

На основе анализа случаев, Гримстад и Бартон вывели зависимость между  $Q$  и постоянным давлением кровли выработки на крепь:

$$P_{roof} = \frac{2\sqrt{J_n}Q^{-\frac{1}{3}}}{3J_r}$$



**Рисунок 1.** Оценка категории крепления пород, основанная на индексе  $Q$  Бартона.

#### Категории крепления по Рис. 1:

1. Незакрепляемые
2. Точечное закрепления анкерами
3. Систематическая анкерная крепь
4. Систематическая анкерная крепь (с набрызгбетоном 4-10 см)
5. Набрызгбетон с тросовым армированием и анкера, 5-9 см
6. Набрызгбетон с тросовым армированием и анкера, 9-12 см
7. Набрызгбетон с тросовым армированием и анкера, 12-15 см
8. Набрызгбетон с тросовым армированием, > 15 см, Армированные полосы из набрызгбетона и анкера
9. Монолитная железобетонная крепь

#### Литература

1. Barton N., Lien R., Lunde J. Engineering classification of rock masses for the design of tunnel support // *Rock Mechanics Felsmechanik Mecanique des Roches*. 1974. № 4 (6). С. 189–236.
2. Naithani A.K. Rock Mass Classification and Support Design using the Q-System // *Journal of the Geological Society of India*. 2019. № 4 (94). С. 443–443.
3. Stacey T.R. [и др.]. Practical rock engineering practice for shallow and opencast mines / T.R. Stacey, A.H. Swart, Mine Health and Safety Council (South Africa), Safety in Mines Research Advisory Committee, 2001.
4. Numerical models in geomechanics под ред. R. Dungar, G.N. Pande, J.A. Studer, Rotterdam : Salem, NH, USA: A.A. Balkema ; Distributed in USA & Canada by MBS, 1982. 819 с.



**НОВОЕ РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ ОБРАТНОГО ВЫНОСА ПРОППАНТА  
ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА**

*Жулина Л.Г. (Северо-Кавказский федеральный университет, zhulina-19980530@mail.ru)*

*Верисокин А.Е. (Северо-Кавказский федеральный университет, verisokin.aleksandr@mail.ru)*

**Аннотация**

Одной из основных проблем, снижающей эффективность стимуляции скважины гидроразрывом пласта (ГРП), является обратный вынос проппанта. Статья посвящена описанию использования инновационной разработки нового типа проппанта на основе металлического сплава титана и никеля. Технологическая особенность заключается в создании своеобразного искусственного фильтра, удерживающего проппанта в трещине ГРП. При этом сохраняется проводимость и проницаемость заполняющей трещину пачки.

**Ключевые слова**

Проппант, гидроразрыв пласта, трещина, обратный вынос, дебит, скважина.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является наиболее распространенным методом стимулирования притока к скважине. При этом существует ряд негативных факторов, значительно снижающих продолжительность эффекта от технологии. Одной из основных, наиболее актуальных проблем, является обратный вынос проппанта из сечения трещины в ствол скважины вследствие некорректного выбора метода освоения скважины и закрепляющих трещину материалов.

Вследствие выноса наполнителя трещины снижается потенциально высокий дебит скважины, а на забое образуются проппантные пробки, что требует дополнительных промывок скважины. Также снижается межремонтный период работы электроцентробежного насоса (ЭЦН) (рис.1).

Рынок проппантов представлен различными материалами. На скважинах с указанной проблемой компании обычно выбирают проппант типа RCP, гранулы которого под действием температуры или химических агентов «сшиваются» друг с другом, за счет чего ограничивается вынос проппанта, но также значительно снижается проводимость трещины.

Созданная разработка для крепления трещины гидроразрыва предполагает производство нового типа проппанта из металлического сплава (титан/никель – 45/55 %). Материал обладает сверхупругостью, высокими коррозионными и эрозионными свойствами. Главное технологическое свойство – эффект памяти, т.е. деталь определенной формы при нагревании «запоминает» эту форму, и после деформирования при нагревании будет ее восстанавливать. Такой проппант можно получить путем механического сжатия пружин из нитинола и придания им сферической формы.

Для достижения положительного эффекта от ГРП следует вводить последовательно порцию стандартного проппанта и порцию нитиноловых пружин на завершающей стадии крепления трещины гидроразрыва. Последние, находясь в пластовых условиях, под действием температур раскрываются, увеличиваясь в размерах. Таким образом, искусственный фильтр из пружин предотвращает вынос проппанта за пределы трещины и ее смыкание (рис.2).

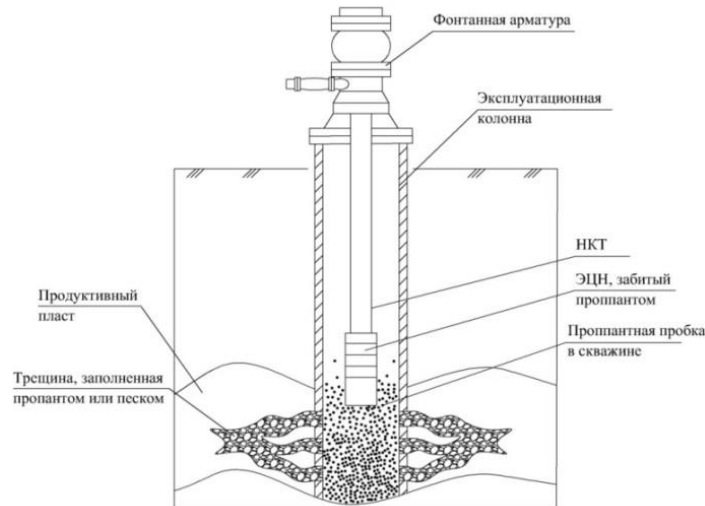


Рисунок 1. Негативные последствия выноса пропанта из трещины ГРП в скважину.

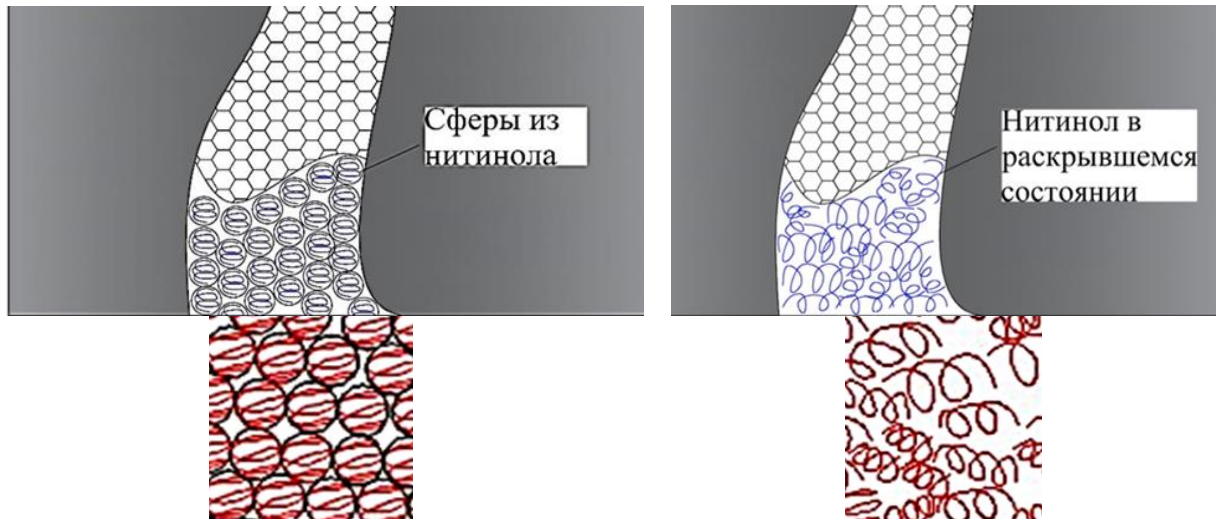


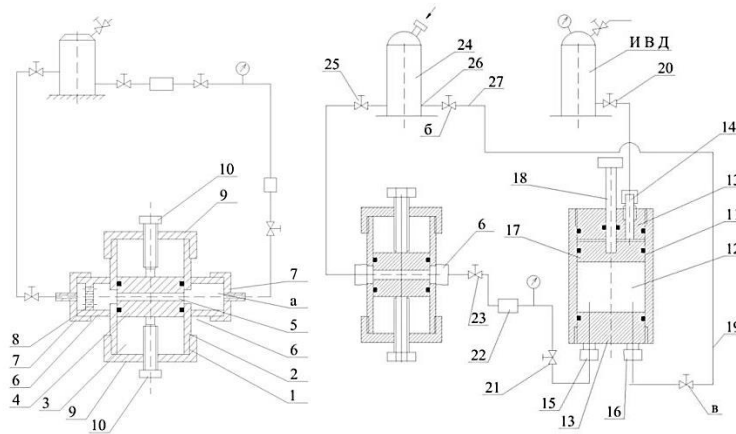
Рисунок 2. Реакция нитиноловых пружин в пластовых условиях.

Актуальность проблемы выноса пропанта была исследована на лабораторном стенде (рис. 3).

На установке проводились испытания пачек пропанта различного вида и толщины слоя. Получили следующий вывод:

1. Неправильный подбор наполнителя трещины снижает ее проницаемость;
2. Снижение проводимости упаковки из-за изменения высоты слоя пропанта и уменьшения числа фильтрующихся пор;
3. Снижение количества частиц пропанта на выходе, благодаря закрепляющему слою нитиноловых пружин.

Описанная разработка позволит увеличить проводимость трещины и значительно ограничить вынос закрепляющего агента в ствол скважины, что снижает негативные последствия в виде пропантовых пробок, снижения межремонтного периода центробежного насоса, падения дебитов и т.д.



1 – корпус; 2 – цилиндр; 3 – осевой канал; 4 – два поршня; 5 – зазор; 6 – патрубки;  
7 – накидные гайки; 8 – фильтр; 9 – крышки; 10 – регулировочные винты; 11 – гидроцилиндр;  
12 – камера; 13 – крышки; 14, 15, 16 – штуцеры; 17 – силовой поршень; 18 – шток; 19 – шланг;  
20 – трехходовый вентиль; 21 – вентиль; 22 – регулятор расхода; 23, 24, 25 – вентиль;  
26 – выходной патрубок; 27 – шланг высокого давления.

**Рисунок 3.** Механизм обвязки и силового привода стенда.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Верисокин А.Е. Особенности технологии промывки и освоения горизонтальных скважин после селективного гидроразрыва пласта на месторождениях Западной Сибири./ А. Е. Верисокин, Л.М. Зиновьева// Наука. Инновации. Технологии –2015 г. Выпуск № 3 - с. 79-91.
2. Способ гидроразрыва нефтяного или газового пласта: 2703572 Рос. Федерация : E21B 43/267, C09K 8/62 / Верисокин А. Е., Машков В. А. ; заявитель и патентообладатель: Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Северо-Кавказский федеральный университет» – № 2019101835 ; заявл. 23.01.2019; опубл. 21.10.2019, Бюл. № 30-11 с. : ил
3. Верисокин А.Е., Сериков Д.Ю. Технология проведения гидравлического разрыва пласта с использованием никелида титана / территория нефтегаз – 2019 г. Выпуск № 9 – с. 20-24
4. Верисокин А. Е. Восстановление добычных возможностей горизонтальных участков скважины путем удаления пропантовых пробок. – Верисокин А.Е., Машков В. А., Зиновьева Л. М./Наука. Инновации. Технологии, Выпуск № 4, 2015 г., Ставрополь, Стр. 81-90
5. Головинт С.В., Меркулов М.В., Косьянов В.А. Горный журнал. 2018. № 11. С. 51-55. Повышение энергоэффективности разведочного бурения посредством автоматического регулирования работы теплоутилизационных установок.
6. Верисокин А.Е. Методика испытаний пропантов для гидравлического разрыва пласта / А.Е. Верисокин. Наука и Техника в газовой промышленности № 2 (74) 2018. с. 62-69.





## **РАЗРАБОТКА АЭРОМОБИЛЬНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ОТБОРА ПРОБ ЗАГАЗОВАННОГО ВОЗДУХА И ЗАГРЯЗНЕННОЙ ВОДЫ**

*А.С. Митрушина (МГРИ, mitrushina-98@mail.ru),  
Е.И. Комаров (д. т. н., проф. МГРИ, e.i.komarov@rambler.ru),  
Ж.В. Бунин (д. т. н., проф. МГРИ),  
Л. С. Адамова (МГРИ, mlyuda1998@gmail.com)*

### **Аннотация**

Применяемые в настоящее время комплексы лабораторного оборудования для отбора проб и анализа загазованности атмосферы и загрязнения вод различных отстойников на горных и нефтегазовых объектах не позволяют получать оперативную информацию и своевременно устранять нарушения окружающей среды.

Для решения таких горнотехнических задач нами предложены аэромобильные технологии на базе современных беспилотных летательных аппаратов и приборов экспресс-анализа воздушной и водной среды.

Полученные результаты исследований позволяют подготовить исходные требования к летательным комплексам для оценки качества водной и воздушной среды, а также методики стендовых и летных испытаний.

**Ключевые слова:** отбор проб, карьер, пробоотборник, воздух, вода, породы, аэромобильная технология, квадрокоптер, экспресс-анализ, прибор.

На геологоразведочных, горных и нефтегазовых предприятиях существует множество стационарных и перемещаемых объектов, на которых регулярно осуществляется отбор большого количества проб воздуха, воды и пород, а применяемые пробоотборники не отличаются оперативностью в получении необходимой информации для принятия управленческих решений.

В последние годы для решения достаточно широкого спектра задач в различных отраслях народного хозяйства стали применяться беспилотные летательные аппараты (БПЛА) – квадрокоптеры и дроны. Аэромобильная технология уже не первый год используется в геологии для создания картографических основ, на объектах Михайловского и Лебединского ГОКов «Металлоинвеста», Распадской угольной компании «Евраз» и других открытых разработках – для маркшейдерской съемки карьеров, вскрышных отвалов, рудных и угольных складов [1, 2, 3]. Среди российских университетов наибольшие успехи достигнуты Иркутским государственным техническим и Владимирским государственным университетами, в части создания аэромобильной технологии для мониторинга утечек природного газа на магистральных трубопроводах и других объектах газового хозяйства, зачастую расположенных в труднодоступных природных условиях [4, 5].

Тем не менее, нами определен достаточно большой круг горнотехнических задач визуального и прикладного значения, для решения которых могут использоваться беспилотные летательные аппараты (БПЛА).

В настоящее время определенные трудности возникают при отборе проб загазованного воздуха в рабочих зонах на карьерах [6]. Из серийно выпускаемых приборов анализ газового состава карьерного воздуха можно производить с помощью портативных газоанализаторов типа М-02, МАГ-6П-Д и других, работающих в автономном режиме и обеспечивающих мгновенный и непрерывный контроль содержания вредных примесей. Приборы способны записывать результаты измерений в



память с привязкой к реальному времени и передачи отчетов на персональный компьютер. Для решения поставленной задачи один из таких портативных газоанализаторов может быть установлен на квадрокоптере, который за 20-30 минут пролетит до 15-20 км по всем рабочим зонам и труднодоступным местам карьера. Таким образом полученная информация обеспечит своевременную и безопасную эксплуатацию карьеров, особенно после взрывных работ.

Согласно действующим инструкциям в рассматриваемых отраслях народного хозяйства для отбора проб воды в различных водоемах и отстойниках необходимо двум подготовленным специалистам, экипированным в спецодежду, спасательный жилет и резиновые перчатки, на укомплектованной спасательным снаряжением надувной лодке желательнее доплыть к определенным местам и с помощью батометров различных модификаций осуществить отбор проб. Далее герметично закрытые пробы должны быть в течение 3-х часов доставлены в исследовательскую лабораторию. Однако зачастую этого времени недостаточно, вследствие чего инструкцией рекомендуется хранить пробы в холодильнике, т.е. необходима ещё переносная морозильная камера [7, 8]. О какой-то оперативности в принятии управленческих решений в таких условиях конечно говорить сложно.

Разработку оборудования для дистанционного отбора проб воды в настоящее время ведет компания «Hatch» на базе квадрокоптера DJI Matrice 600. Апробацию конструкция получила при отборе шести точечных проб воды общим объемом 1,2 л с трех уровней затопленного карьера, расположенного в провинции Онтарио. Анализы проб на наличие кислотности, соединений железа и мышьяка выполнялись с помощью мобильной лаборатории компании. Подобные работы ведутся рядом американских коммерческих структур по контролю за утечками в водоемы нефтепродуктов.

Вторым примером совмещения известного оборудования является разработка аэромобильной технологии для отбора проб воды из отстойников и различных водоемов, расположенных на большой территории в границах земельного отвода нефтедобывающих и горных предприятий, в том числе россыпной золотодобычи. В качестве БПЛА нами принят водонепроницаемый квадрокоптер SwellPro Splash Dron 3, отличающийся от других способностью приводнения и взлета с водной поверхности, конструктивной грузоподъемностью более 1 кг и наличием камеры для съемки подводного мира (рис. 1).



*Рисунок 1. Взлет квадрокоптера SwellPro Splash Dron 3 с водной поверхности.*

При взятии одиночных проб воды квадрокоптер с подвешенным наконечником и полиэтиленовой подающей трубкой пробоотборника Vampire фирмы



«Burkle» приводняется на поверхность жидкостного накопителя, а оператор, находящийся на расстоянии до 50-100 м, включает специальный портативный насос с питанием от аккумулятора и вода попадает непосредственно из накопителя в пробоотборную бутылку (рис.2).



Рисунок 2. Отбор проб пробоотборником Vampire фирмы «Burkle»

При взятии нескольких проб воды в различных накопителях квадрокоптер долетает до места отбора пробы и сбрасывает один из наконечников с полиэтиленовой трубкой, к которой прикреплен поплавок. После сброса всех наконечников квадрокоптер возвращается к оператору и приземляется. Второй оператор после приведения подающей трубки может приступить к отбору проб в отдельные емкости, в которых затем определяет активность ионов водорода (рН) и концентрацию ионов калия, натрия, аммония, кальция, фторидов, хлоридов, нитратов и других химических элементов с помощью иономера И-510, а жидкие пробы со следами нефтепродуктов направляет в лабораторию. После отбора проб полиэтиленовые трубки сматываются на отдельные бобины.

Предложенную аэромобильную технологию можно использовать для отбора проб загрязненных жидкостей, содержащих твердые частицы. Производительность отбора жидких проб достигает 2,0 л/мин.

Для реализации разработанных аэромобильных технологий нами изучены технические характеристики квадрокоптеров, выбраны базовые модели, способные долетать до значительно удаленных объектов, приводняться и после выполнения работ возвращаться к оператору, который может и не находиться на одном месте. Рассмотрены все известные приборы для оперативной и даже мгновенной оценки качества водной и воздушной среды, проработаны конструкции узлов крепления и совмещения работы квадрокоптеров с установленными приборами, в результате чего нами получены летающие комплексы оперативного контроля состояния окружающей среды, для которых разработаны исходные требования для их сборки и методики стендовых и летных испытаний [9].



### **Литература**

1. Шрайнер К.А. Применение БПЛА для решения горнотехнических задач // Российские беспилотники. 2017.
2. Витковская С. Дроны в карьере // Информация «Металлинвест». 2019.
3. Разработка и производство беспилотных ветрокрылов для промышленности // ООО «Оптиплайн Аэродинамика». Новосибирск. 2019.
4. Чупин В.Р., Гаськов Е.В., Майзель Д.И. Методы обнаружения утечек газа из магистральных трубопроводов // Известия высших учебных заведений: Инвестиции. Строительство. Недвижимость. Изд-во ИрГТУ. 2012. № 2 (3).
5. Данилова А.А., Миденко М.А., Косогоров А.А., Тарасенко В.И. Использование беспилотников в газовом хозяйстве // Владимирский государственный университет им. братьев Столетовых. 2018.
6. Технологический регламент по контролю загазованности воздуха рабочей зоны предприятий горнорудной и нерудной промышленности // ФГУП СПО Metallurgбезопасность, 2006. С. 76.
7. ПНД Ф 12.15.1-08. Методические указания по отбору проб для анализа сточных вод // М. 2015. С. 45.
8. ГОСТ Р 51592-2000. Вода. Общие требования к отбору проб.
9. Комаров Е.И., Зимица А.А. Разработка техники и технологии оперативного контроля загрязнения окружающей среды // Всероссийская научно-практическая конференция «Потаповские чтения». Эл. ресурс РГСУ. 2019



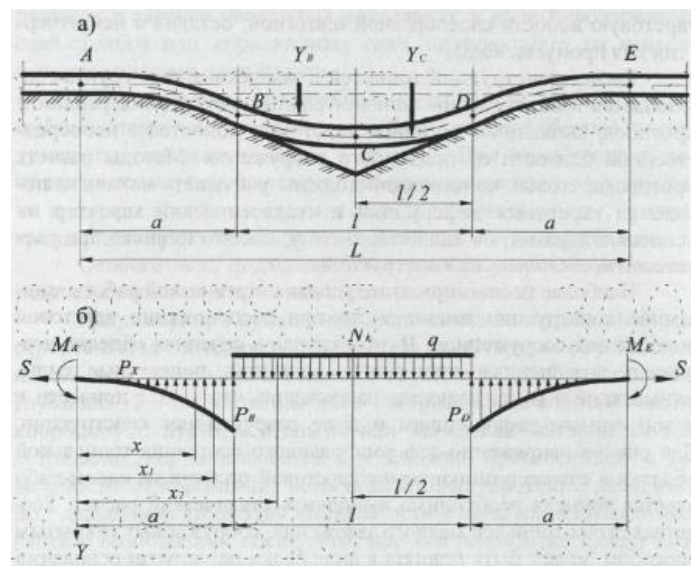
## РАСЧЁТНАЯ МОДЕЛЬ БАЛКИ НА УПРУГОМ ОСНОВАНИИ НАД ЗАКАРСТОВАННЫМ МАССИВОМ

Пименова А.В. (МГРИ, [pimenova\\_av@bk.ru](mailto:pimenova_av@bk.ru)),  
Иляхин С.В. (МГРИ, [isy11@mail.ru](mailto:isy11@mail.ru))

**Аннотация** Прочность и жесткость кровли можно оценить приближенным методом, рассматривая породный целик над карстовой полостью как балку или арку с различными условиями опирания на породный массив. В зависимости от характера и степени нарушенности пород кровли (швы, трещины, выколы и т.п.) устанавливают расчетную схему балки или арки.

**Ключевые слова** Жесткость, расчётные усилия, изгибающий момент, кровля, прогиб тоннеля, карстовая полость

Задавшись расчетным диаметром провальной воронки под тоннелем и определив его приведенную жесткость (рис. 1 [20, с. 88]), можно приблизительно вычислить величины расчетных усилий, дополнительные осадки конструкции и другие параметры по нижеприведенным формулам.



**Рис. 1.** Расчетная схема тоннеля над провальной воронкой. а – схема провальной воронки, б – расчетная схема.

Длина участка отпора грунта

$$a = \sqrt[3]{\frac{72EI(ql+N_k)}{K_0 b l(2ql+3N_k)}}, (1)$$

где  $EI$  – приведенная изгибная жесткость конструкции;  
 $q$  – интенсивность равномерно распределенной нагрузки;  
 $N_k$  – сосредоточенная сила;  
 $l$  – размер провальной воронки по длине фундамента;  
 $K_0$  – коэффициент упругого отпора;  
 $b$  – ширина рассчитываемого участка.

Длина изогнутого участка

$$L = l + 2a; (2)$$

Изгибающий момент в концевом сечении изогнутого участка (точки А или Е)



$$M_A = M_{0(A)} + \Psi_{A(q)} \frac{ql^2}{12} + \Psi_{A(N)} N_k l, (3)$$

Где  $M_{0(A)}$  – изгибающий момент в рассматриваемом сечении

$$\Psi_{A(q)} = \frac{10 + 15\varepsilon + 6\varepsilon^2}{10(1+2\varepsilon)}, (4)$$

$$\Psi_{A(N)} = \frac{5 + 5\varepsilon + 2\varepsilon^2}{40(1+2\varepsilon)}, (5)$$

Здесь

$$\varepsilon = \frac{Q}{I}. (6)$$

Изгибающий момент в любом сечении участка АВ на расстоянии  $x_1$  от начала координат ( $0 \leq x_1 \leq a$ ):

$$M_{x_1} = M_{0(x)} + (ql + N_k) \frac{x_1^4}{8a^3} - M_A, (7)$$

где  $M_{0(A)}$  – изгибающий момент в рассматриваемом сечении.

Изгибающий момент в любом сечении участка ВС на расстоянии  $x_2$  от начала координат ( $a \leq x_2 \leq a+1/2$ ):

$$M_{x_2} = M_{0(x_2)} + \left(\frac{ql}{2} + \frac{N_k}{2}\right) \left(x_2^2 - \frac{3}{4}a\right) - \frac{q(x_2-a)^2}{2} - M_A. (8)$$

Изгибающий момент в середине пролета (в точке С):

$$M_0 = M_{0(C)} + \Psi_{0(q)} \frac{ql^2}{12} + \Psi_{0(k)} N_k l, (9)$$

где

$$\Psi_{0(q)} = \frac{3}{2}(1 + \varepsilon) - \Psi_{A(q)} = \frac{5 + 30\varepsilon + 24\varepsilon^2}{10(1+2\varepsilon)}, (10)$$

$$\Psi_{0(k)} = \frac{1}{8}(2 + \varepsilon) - \Psi_{A(N)} = \frac{5 + 20\varepsilon + 8\varepsilon^2}{40(1+2\varepsilon)}, (11)$$

Прогиб тоннеля в любом сечении участка АВ на расстоянии  $x_1$  от начала координат ( $0 \leq x_1 \leq a$ )

$$\gamma_1 = \gamma_{0(1)} + \frac{1}{EI} \left[ M_A \frac{x_1^2}{2} - (ql + N_k) \frac{x_1^6}{240a^3} \right], (12)$$

где  $\gamma_{0(1)}$  – прогиб балки в сечении  $0 < x \leq x_1$  от начала координат на сплошном упругом основании.

Прогиб тоннеля в точке В, то есть на расстоянии  $x_1 = a$  от начала координат:

$$\gamma_b = \gamma_{0(b)} + \frac{ql^2 a^2}{24EI} \left( \Psi_{A(q)} - \frac{\varepsilon}{10} \right) + \frac{N_k l a^2}{2EI} \left( \Psi_{A(N)} - \frac{\varepsilon}{120} \right). (13)$$

Прогиб тоннеля в любом сечении участка ВС на расстоянии  $x_2$  от начала координат ( $a < x_2 \leq (a+1/2)$ ):

$$\gamma_2 = \gamma_{0(2)} + \frac{1}{EI} \left\{ M_A \frac{x_2^2}{2} + \frac{q(x_2-a)^4}{24} - \frac{ql + N_k}{768} + \left[ 64 \left( x_2 - \frac{3}{4}a \right)^3 - 12x_2 a^2 + 11a^3 \right] - \frac{ql + 3N_k}{48} + la(x_2 - a) \right\}. (14)$$

Прогиб тоннеля в середине пролета (в точке С):

$$\gamma_c = \gamma_{0(c)} + \beta_q \frac{ql^4}{384EI} + \beta_N \frac{N_k l^3}{192EI}, (15)$$

где  $\beta_q = 1 + 6\varepsilon + 16\varepsilon^2$ ;

$$\beta_N = 1 + 3\varepsilon + 12\varepsilon^2. (16)$$

Если найденные расчетные параметры не удовлетворяют нормативным требованиям, то расчет следует повторить с введением уточненных данных (жесткости и размеров).

Расчет тоннелей, сооружаемых закрытым способом непосредственно над карстовыми полостями, включает в себя определение прочности и устойчивости кровли этих полостей.

Методика расчета целиков разработана применительно к ненарушенной и нарушенной кровле. На устойчивость ненарушенной кровли влияют четыре главных



фактора: толщина кровли  $h$ , длина перекрытия кровли сооружения  $L$ , конфигурация карстовой полости в плане и профиле и степень ненарушенности кровли.

Рассматривая кровлю как своеобразную породную балку или арку и используя методы строительной механики, можно оценить прочность и устойчивость кровли. В качестве определяющего критерия может служить отношение высоты кровли  $h$  к длине пролета  $L$ . Определив для данных пород минимально безопасное соотношение  $h/L$ , можно считать, что всякая кровля с большим отношением безопасна независимо от того, является ли ее очертание плоским или арочным.

Оценка безопасности толщины нарушенных кровель производится с учетом возможного обрушения масс неустойчивых пород в карстовую полость. При этом считается, что процесс обрушения происходит до тех пор, пока карстовая полость не приобретет состояние естественного равновесия.

Высоту нарушенной зоны, в пределах которой происходит обрушение породы, можно определить из следующего уравнения:

$$V_1 K_p = (V_0 + V_1), \quad (17)$$

где  $V_1$  – объем обрушившихся масс породы;

$K_p$  – коэффициент расширения, величина которого для известняков может быть принята равной  $K_p=1$ ;

$V_0$  – первоначальный объем карстовой полости.

Принимается допущение, что базовая площадь карстовой полости  $F$  до и после обрушения практически не меняется. Тогда объем породы можно определить следующим образом: для прямоугольного сечения полости  $V_0 = Fh_0$  и  $V_1 = Fh_1$ , а для эллиптического сечения  $V_0 = 2/3(Fh_0)$  и  $V_1 = 2/3(Fh_1)$ , где  $h_0$  – высота нарушений полости, а  $h_1$  – высота вывала породы.

Швы и трещины концентрируются в середине пролета кровли, другие ее части не нарушены, а порода в местах опирания прочная, кровлю можно рассматривать по схеме консольной балки или консольного кривого бруса с одной заделкой и пролетом, равным половине пролета карстовой полости. Если же основные нарушения кровли сосредоточены на одном ее конце, а другой конец не нарушен, то расчет можно производить по схеме консольной балки или части арки пролетом, равным пролету карстовой полости.

Незначительные нарушения кровли в каком-либо из сечений могут имитироваться в расчетной схеме постановкой шарниров[20].

Рассмотренные методики позволяют определить параметры балки над полостью. Балка рассматривается на упругом основании, поскольку опирается на грунт. Модель балки на упругом основании позволяет оценить прогиб балки над полостью в зависимости от параметров балки и полостей.

### Литература

1. Гарбер В.А. Тоннели и метрополитены. Наука, проектирование, строительство, эксплуатация. – М.: Экон-Информ, 2008. – 168 с. Табл. 2, рис. 16, библиограф. 50 назв.
2. Повышение энергоэффективности разведочного бурения посредством автоматического регулирования работы теплоутилизационных установок. Головин С.В., Меркулов М.В., Косьянов В.А. Горный журнал. 2018. № 11. С. 51-55.
3. Рекомендации по проектированию фундаментов на закарстованных территориях / НИИ оснований и подзем. сооружений им. Н. М. Герсеванова. - М. : НИИОСП, 1985. - 78 с.



## **ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГАЗА ДЕЭТАНИЗАЦИИ В КАЧЕСТВЕ ТОПЛИВА ПЕЧЕЙ ОГНЕВОГО ПОДОГРЕВА НА ПРИМЕРЕ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА**

*А. Резников\* (АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ», antonreznikov1@gmail.com),*

*Жернаков А.П.*

*(МГРИ РГГУ им. С. Орджоникидзе, kulickovaljudmila@yandex.ru)*

### **Аннотация**

Проектная работа посвящена расчету использования газа деэтанализации с колонн УСК (установки стабилизации конденсата) в качестве топлива для печей УПТ (установки подготовки теплоносителя). В условиях Крайнего Севера, рассматриваемые объекты находятся в периметре дочернего предприятия «Роснефть», все расчеты производились на установке подготовки газа и газового конденсата, так как технико-экономические данные являются собственностью компании, значения были домножены на некий коэффициент, с целью неразглашения коммерческой тайны.

Целью проекта является рассчитать и экономически обосновать целесообразность использования газа деэтанализации с колонн ректификации УСК в качестве топлива для печей огневого подогрева УПТ.

Задачей проекта является показать все преимущества использования газа деэтанализации перед топливным газом, ныне принятом в проекте в качестве топлива, для печей УПТ. Доказать актуальность и необходимость внедрения данного предложения не только на рассматриваемом предприятии, но и на аналогичных установках подготовки газа и конденсата в схожих климатических условиях и схожими параметрами сырья.

### **Ключевые слова**

Установка комплексной подготовки газа и конденсата, этан, метан, газ деэтанализации, печь огневого подогрева, установка стабилизации конденсата, установка подготовки теплоносителя, сухой отбензиненный газ

При нормальной работе Комплексной установки газа и конденсата (УКПГиК) в штатном режиме, используется топливный газ на удовлетворения собственных нужд (выработка электроэнергии, отопление, обеспечение печей, продувка трубопроводов и т.д.). Широко в практике используется топливный газ, как на УКПГиК, рассматриваемом в данной работе, стоит отметить, что объект находится в периметре компании НК «Роснефть», в Ямало-Ненецком автономном округе.

Топливным газом на данном объекте является уже подготовленный и готовый к отгрузке, то есть товарный. Если оценивать процесс с точки зрения энергоэффективности, то он не выдерживает никакой критики. Более эффективно использовать для собственных нужд, так называемые, газы выветривания, которые удовлетворяют определенным критериям (влажность, давление, температура, компонентный состав). Источниками газа выветривания являются: разделители, ректификационные колонны, турбодетандерный аппарат и другие. На рассматриваемом







### **Литература**

1. Опросные листы для оборудования
2. Руководство по эксплуатации и монтажу печей огневого подогрева, НГП 156.01.00.11
3. Технологический регламент Установки комплексной подготовки газа и конденсата Восточно-Уренгойского лицензионного участка.
4. ФАС приказ от 13.05.2019 № 581/19.

«Об утверждении оптовых цен на газ, добываемый ПАО «Газпром» и его аффилированными лицами, реализуемый потребителям Российской Федерации (кроме населения и потребителей, указанных в пункте 15.1 Основных положений формирования и государственного регулирования цен на газ, тарифов на услуги по его транспортировке и платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к газораспределительным сетям на территории Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2000 года № 1021».



## МОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕНОСНОЙ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С НЕФТЯНЫМИ ОТОРОЧКАМИ

Самедова Г.Э. (НАНА, Институт Нефти и Газа, [aliyevagulshan85@gmail.com](mailto:aliyevagulshan85@gmail.com))

**Аннотация:** при реализации методы воздействия на поток фильтрации в скважинной зоне было рассмотрено процесс разработки нефтегазоконденсатных месторождений с нефтяными оторочками. На основании сравнительного анализа коэффициента извлечений нефти (КИН) и других технологических показателей были выявлены что, закачка воды в газовую шапку и закачка газа в водонасыщенной зоне является более перспективной, чем другие методы в изотропном и анизотропном пласте.

**Ключевые слова:** нефтяная оторочка, давление, нефтеносная зона, коэффициент извлечения нефти (КИН), фильтрация, газовая шапка, пористость, проницаемость, насыщенность, изотропный пласт, анизотропный пласт.

При разработке нефтеносной зоны нефтегазоконденсатного пласта с нефтяными оторочками в режиме истощения, снижение пластового давления позволит воде и газу в поле начального давления проникать в нефтеносную зону. После определенного периода эксплуатации нефть полностью вытесняется из зоны скважины и происходит газификация и обводнение скважин. В результате коэффициент извлечения нефти (КИН) добываемой из нефтяной оторочки становится ниже [1,2,3 и т. д.]. Поэтому поиск методов воздействия на поток фильтрации в скважинной зоне и оценивать их эффективность один из важных вопросов. Поиск инновационных решений, обеспечивающих более высоких коэффициентов извлечения нефти (КИН) является актуальным.

При разработке нефтегазоконденсатных месторождений с нефтяными оторочками в качестве альтернативы предлагается методы: закачка воды в газовую шапку, закачка газа в газовую шапку и воды в водонасыщенной зоне, закачка воды в газовую шапку и закачка газа в водонасыщенной зоне, закачка газа в газовую шапку, закачка газа и воды попеременно, закачка воды в водонасыщенной зоне. Для оценки эффективности увеличения нефтеотдачи с использованием вышеуказанных методов проводились расчеты на основе трехмерной модели многокомпонентной фильтрации [4] с конкретной моделью компоновки (анизотропной и изотропной):

$$\nabla \left[ k \left( \frac{f_g(s_g)}{\mu_g(p)} c_g^i \rho_g \nabla p_g + \frac{f_{ж}(s_{ж})}{\mu_{ж}(p)} \rho_{ж} c_{ж}^i \nabla p_{ж} + \frac{f_z(s_z)}{\mu_z(p)} \rho_z c_z^i \nabla p_z \right) \right] = \frac{\partial}{\partial t} [m(\rho c^i)] +$$
$$+ \sum_{v=1}^n Q_v^i(t) \delta(x - x_v, y - y_v) \quad i = 1, 2, 3, \dots, N \quad (x, y) \in D, \quad t \in (0, T), \quad (1)$$
$$\sum_{i=1}^N c_g^i = \sum_{i=1}^N c_{ж}^i = \sum_{i=1}^N c_z^i = 1, \quad \sum_{i=1}^N c^i = 1, \quad p_{ж} = p_z - p_{сжз} \quad p_g = p_z - p_{сгз},$$
$$i = 1, 2, 3, \dots, N \quad (x, y) \in D, \quad t \in (0, T), \quad (2)$$



$$p_z(x, y, t)|_{t=0} = p_{z0}(x, y), \quad c^i(x, y, t)|_{t=0} = c_0^i(x, y), \quad (0 \leq x \leq l_x; 0 \leq y \leq l_y), \quad (3)$$

$$\frac{\partial p_z}{\partial x} \Big|_{x=0, l_x} = 0, \quad 0 \leq y \leq l_y, \quad \frac{\partial p_z}{\partial y} \Big|_{y=0, l_y} = 0, \quad 0 \leq x \leq l_x, \quad (4)$$

где  $\rho, \rho_v, \rho_{ж}, \rho_z$  - плотность смеси, водяной, жидкой и газовой фазы соответственно;  $c^i, c_v^i, c_{ж}^i, c_z^i$  - доля  $i$ -го компонента в смеси, в водяной, жидкой и газовой фазе соответственно;  $m$  - пористость;  $k$  - абсолютная проницаемость;  $s_v, s_{ж}, s_z$  - насыщенность фазы водяной, жидкой и газовой соответственно;  $f_v(s_v), f_{ж}(s_{ж}), f_z(s_z)$  - относительные фазовые проницаемости водяной, жидкой и газовой фазы соответственно;  $\mu_v(p), \mu_{ж}(p), \mu_z(p)$  - вязкость водяной, жидкой, газовой фазы соответственно;  $p_v, p_{ж}, p_z$  - давление в фазе водяной, жидкой и газовой соответственно;  $p_{сжг}, p_{свг}$  - капиллярное давление на контакте жидкость-газ и газ-вода;  $Q_v^i(t)$  - массовая плотность по  $i$ -го компоненту (дебит высоты единицы);  $n$  - число скважин;  $\delta(\cdot)$  - функция Дирака;  $x_v, y_v$  - координаты скважины по осям соответственно;  $\nabla$  - оператор Гамильтона;  $D$  - область фильтрации;  $T$  - время разработки;  $t$  - время.

На основании сравнительного анализа коэффициента извлечений нефти (КИН) и других технологических показателей были выявлены следующие практические результаты:

- повышение эффективности методов воздействия в изотропном пласте идентифицируются по последовательности - закачка воды в газовую шапку; закачка воды в водонасыщенной зоне; закачка газа в газовую шапку; закачка воды в водонасыщенной зоне; закачка газа и воды попеременно; закачка воды в газовую шапку и закачка газа в водонасыщенной зоне; закачка газа в газовую шапку и воды в водонасыщенной зоне.

- повышение эффективности методов воздействия в анизотропном пласте идентифицируются по последовательности - закачка газа в газовую шапку и воды в водонасыщенной зоне; закачка газа в газовую шапку; закачка воды в водонасыщенной зоне; закачка газа и воды попеременно; закачка воды в газовую шапку; закачка воды в газовую шапку и закачка газа в водонасыщенной зоне.

- закачка воды в газовую шапку и закачка газа в водонасыщенной зоне является более перспективной, чем другие методы в изотропном и анизотропном пласте.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Амелин И.Д. Особенности разработки нефтегазовых залежей. Изд. Недра, 1980.



2. Косачук Г.П., Билалов Ф.Р. Оценка коэффициента извлечения нефти нефтегазовых месторождений с нефтяной оторочкой // Газовая промышленность, 2009, спец. вып., с.19-22
3. Люгай Д.В. Особенности освоения и проектирования разработки Чаяндинского НГКМ// Газовая промышленность, 2010, №1, (спец. вып.), с.56-58
4. Повышение энергоэффективности разведочного бурения посредством автоматического регулирования работы теплоутилизационных установок. Головин С.В., Меркулов М.В., Косьянов В.А. Горный журнал. 2018. № 11. С. 51-55.
5. Feizullaev Kh. A., Khalilov M. S. Numerical modeling of the water-gas stimulation of a gas-condensate stratum in the final stage of development// Journal of Engineering Physics and Thermophysics, Vol. 92, No. 5, 2019, pp. 2252–2261



## **ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ЗАКЛАДКИ ВЫРАБОТАННОГО ПРОСТРАНСТВА ТВЕРДЕЮЩИМИ СМЕСЯМИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ ПОДЗЕМНЫМ СПОСОБОМ**

*Брюховецкий О.С. (МГРИ, bos.rggru@mail.ru),  
Севостьянов Н.А. (МГРИ, sevostyanovnk@yandex.ru),  
Пименова А.В. (МГРИ)*

**Аннотация:** Цифровая трансформация перспективных технологий закладки позволяет перевести технологию закладочных работ в категорию интеллектуальных производственных технологий, где оптимизация основных параметров приготовления, доставки, транспорта закладочной смеси регламентируется математической моделью, обеспечивающей не только оптимизацию этих процессов, но и существенные энергосбережения и снижение техногенной нагрузки.

**Ключевые слова:** цифровая трансформация технологии, математическая модель, раздельная подача компонентов закладочной смеси, экономическая и энергетическая эффективность.

Цифровая трансформация в геологоразведке и горнодобывающей промышленности приводит к появлению новых представлений о бизнес-модели отрасли в целом. Особенно это касается вопроса прогноза и обработки сложных промышленных систем, к которым относится технология транспортировки минерального сырья.

Напорное гидравлическое транспортирование горной массы (руды, породы, закладочных материалов и т.д.) является прогрессивным техническим направлением, так как в определенных геологических и горнотехнических условиях позволяет объединить процессы очистных работ, транспортирования и переработки в одну поточную линию.

Гидравлическое транспортирование на горных предприятиях (особенно при подземной добыче руд) можно рассматривать как основу поточной технологии, включающей горизонтальное перемещение горной массы под землей и на поверхности, подъем, водоотлив, подготовку сырья к последующей переработке, позволяющей управлять технологическими свойствами перемещаемого сырья, воздействовать на технико-экономические показатели основных стадий горнообогатительного производства для повышения его эффективности.

В настоящее время при подземной добыче полезных ископаемых широкое применение находят системы разработки с закладкой выработанного пространства в связи с углублением горных работ, усложнением горно-геологических условий, необходимостью увеличения полноты извлечения полезного ископаемого.

Однако их большее внедрение сдерживается отсутствием эффективной технологии и рядом нерешенных теоретических вопросов, в том числе необходимостью установления закономерностей движения гидросмесей с реологическими свойствами, составляющими основу твердеющей закладки.

На предприятиях заметно ухудшается горно-техническая обстановка, поскольку незаложенные объемы выработанного пространства составляют многие десятки и даже сотни миллионов м<sup>3</sup>, увеличивается глубина разработки, повышается проявление горных ударов и др.



Внедрение в производство наиболее совершенных технологических схем по отработке месторождений, в первую очередь, системами с твердеющей закладкой выработанного пространства способствует решению проблем рационального использования минеральных ресурсов и охраны окружающей среды.

Поэтому разработка перспективных гидротранспортных технологий закладочных работ весьма актуальна т.к. позволяет повысить эффективность приготовления, транспорта и укладки закладочной смеси, снижает негативное техногенное воздействие горных предприятий на окружающую среду.

Широкому внедрению гидротранспортной технологии при подземной добыче руд с закладкой выработанного пространства, в частности, препятствуют отсутствие единых методических рекомендаций по определению гидродинамических, энергетических и, в конечном итоге, стоимостных параметров рудничного гидротранспорта. Установление этих параметров возможно лишь на основе математических моделей потока гидросмеси, позволяющих раскрыть пока еще полностью не ясный механизм переноса твердых частиц в высоко-концентрированных потоках гидросмесей, т.е. системы уравнений, определяющей распределение давления напорного движения гидросмеси, концентрации, скорости движения различных фракций твердой фазы гидросмеси, гидравлические сопротивления, износ трубопроводов и оборудования с учетом вероятностного фактора.

Иными словами математическая модель должна сводиться к обоснованию системы уравнений описывающих движение полидисперсных сред на основе механики гетерогенных сред.

По результатам цифровой трансформации - математического моделирования может быть установлена рациональная структурная схема закладочного комплекса, дана энергетическая, технико-технологическая и экономическая оценка рекомендуемой технологии.

В целом результаты исследований позволят разработать типовой цифровой технологический регламент ведения закладочных работ на горных предприятиях.

По результатам данного проекта предполагается подготовить ряд учебных, учебно-методических пособий, используемых в дисциплинах горно-геологического профиля.

Практические и научные результаты НИР могут быть востребованы предприятиями горно-геологического профиля, проектными и научными организациями отрасли.

### **Литература**

1. О.С. Брюховецкий. Рудничный напорный гидравлический транспорт горной массы. ООО «Издательство Лань». 2018 г. 196 с. Тираж 100 экз.
2. О.С. Брюховецкий, Л.А. Байромгулова. Использование пород горных выработок в качестве инертного заполнителя твердеющей закладки на Гайском ГОКе. Сборник тезисов международной научно-практической конференции «Стратегия развития геологического исследования недр: настоящее и будущее» (к 100-летию МГРИ–РГГРУ), 4-6 апреля 2018 г. Том 1, с. 566-567.
3. О.С. Брюховецкий, Н.А. Севостьянов. К вопросу о математическом моделировании миграции углеводородов в земной коре. Материалы III Всероссийской научной конференции «Малышевские чтения» Старый Оскол, 18-19 мая 2017 года. С 157 – 162.
4. Косьянов В.А., Лимитовская Е.В. Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2011. № 4. С. 41-47. Стратегия и основные направления совершенствования энергетики геолого-разведочных работ в современных



условиях.

## СКВАЖИННАЯ ГИДРОДОБЫЧА, АНАЛИЗ СИТУАЦИИ

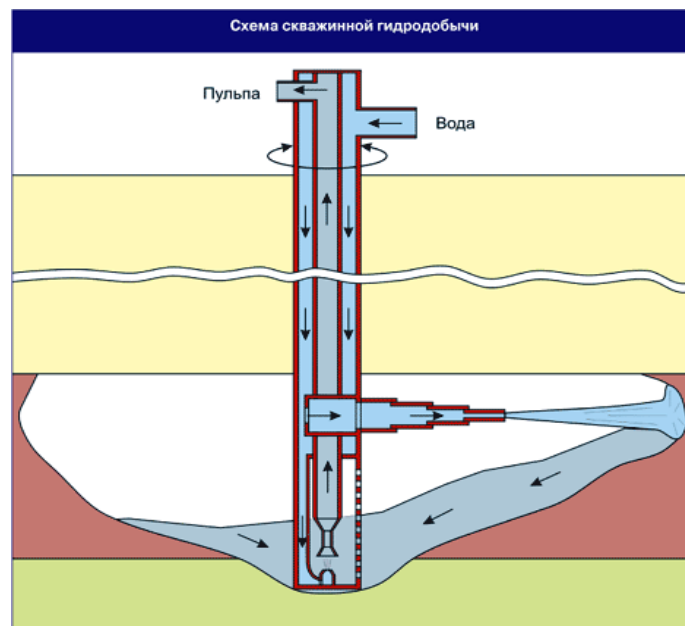
*Адамова Л.С. (ФГБОУ ВО "Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе" (МГРИ), tlyuda1998@gmail.com)*

*Митрушина А.С. (ФГБОУ ВО "Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе" (МГРИ), mitrushina-98@mail.ru)*

**Аннотация:** Рассмотрен метод скважинной гидродобычи. Данная технология актуальна для месторождений сапропеля, песков и глин, россыпи золота, олова, а также рыхлых железных руд, фосфоритов, бокситов и т.д. Данная технология имеет ряд достоинств, но в настоящее время мало используется.

**Ключевые слова:** скважинная гидродобыча, технологические процессы, опытно-промышленная эксплуатация.

Скважинная гидродобыча (СГД) представляет дистанционный способ подземной разработки месторождений, при котором полезные ископаемые переводятся в состояние суспензии, способной к транспортировке на поверхность (рис.1.)



**Рисунок 1.** Схема скважинной гидродобычи

Эта технология актуальна для месторождений сапропеля, песков и глин, россыпи золота, олова, янтаря, алмазов, титана и циркония а так же рыхлых железных руд, окисленных и смешанных марганцевых руд, рыхлых фосфоритов, бокситов, бурых углей, битумов и асфальтитов и т.д.

Основными технологическими процессами СГД являются: вскрытие залежи с помощью скважин, разрушение и дезинтеграция полезного ископаемого напорной струей воды, перевод в забое разрушенной массы в гидросмесь, напорная транспортировка, подъем гидроэлеваторами или эрлифта на поверхность. [1, 2].





Метод скважинной гидродобычи твердых полезных ископаемых был предложен В.Г. Вишняковым и П.М. Тупициным в 1935 году, но первые опыты промышленного использования СГД состоялись лишь в 1964 году при отработке обводненных стекольных песков месторождения Тарнобжег в Польше с глубины до 40 м.

В 1965 году шла опытная добыча методом СГД обводненных фосфоритов месторождения Буженице (Польша). В 1975—1982 годах на Кингисеппском месторождении фосфоритов сотрудниками Государственного института горнохимического сырья (ГИГХС) и ПО «Фосфорит» проводились опытно-промышленные испытания добычи руды с глубины 20—25 м при мощности пласта 2,5—3 м.

В 1975—1988 годах проводились опытные работы по СГД ураноносных руд, использовались технологии скважинной гидродобычи Московского геологоразведочного института. Добычу осуществляли через скважины диаметром 320 мм из пласта мощностью от 1 до 3 м с глубины до 210 м. Производительность гидроэлеватора достигала 9-10 м<sup>3</sup>/ч.

В США скважинную гидродобычу испытывали при разработке урансодержащего песчаника месторождения Безр Крик, залегающего на глубине 60-110 м, из пласта мощностью 1,8 м. Объем добычи с одной скважины составлял в среднем 720 т.

В 1981-1982 годах в штате Флорида проводили промышленные испытания по добыче рыхлых фосфоритов на глубине 100 м из пласта мощностью 6 м.

В 1980-1982 годах в районе Самотлора (Тюменская область) и в 1993-1995 годах на севере Томской области производились опытные работы по СГД строительных песков для отсыпки дорог и кустов нефтяных скважин.

В 90-е годы опытные работы по скважинной гидродобыче проводились на Туганском (Томская область), Тарском (Омская область) и Лукояновском (Нижегородская область) россыпных титано-циркониевых месторождениях.

Опытные работы по СГД из золотоносных россыпей осуществлялись в Канаде, Австралии, Индии, а также в Магаданской области на прииске Экспериментальном в 1986—1991 годах.

Наиболее лучшие результаты достигнуты при опытно-промышленной эксплуатации СГД железной руды на месторождениях КМА. На Шамраевском участке Больше-Троицкого месторождения (АО «Гидроруда») с глубины до 800 метров было поднято свыше 80 тыс. тон руды, содержащей 67—68 % железа и 0,8—1,2 % кремнезема. Производительность одной скважины составила 993 т/сут.

Технология скважинной гидродобычи обладает рядом привлекательных черт, которые можно реализовать в конкретных условиях месторождений, когда другие системы разработки невозможны или нерентабельны.

Простота используемого оборудования позволяют механизировать и автоматизировать СГД.

Технология обладает гибкой структурой, позволяющей легко регулировать производительность изменением количества действующих скважин.



СГД требует весьма небольших капитальных затрат, которые в 3—5 раз ниже, чем на открытой добыче сопоставимой мощности, и в 10—15 раз меньше необходимых на подземную разработку.

Рассчитано, что безубыточная скважинная гидродобыча возможна до глубины 2300 м.

На создание рудника с этой технологией требуется в 3—15 раз меньше времени, чем на строительство карьера или шахтного комплекса сопоставимой мощности.

Сокращаются сроки возврата капиталовложений.

Замкнутый водооборот скважинной гидродобычи существенно снижает экологическую нагрузку и практически не приводит к нарушению гидродинамического состояния массива.

Возможность отработки месторождений с сильной обводненностью.

Отбор крупнообъемных технологических проб на стадии геологоразведочных работ всегда является трудным процессом. Использование для этой цели технологии СГД приводит к сокращению сроков и непроизводительных затрат.

Технология скважинной гидродобычи обладает рядом привлекательных черт, которые можно реализовать в конкретных условиях месторождений, когда другие системы разработки невозможны или нерентабельны для гидродобычи. В первую очередь это касается железных руд Курской магнитной аномалии, где уже получены самые лучшие результаты СГД

В настоящее время данной технологией занимается кафедра геотехнологических способов и физических процессов горного производства Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе. Аprobация скважинной гидродобычи на горнодобывающих предприятиях (по результатам работ Российского государственного геологоразведочного университета МГРИ) представлена в таблице 1. [3]

Таблица 1.

Аprobация скважинной гидродобычи на горнодобывающих предприятиях



№ п/п	Наименование объекта, цель работ	Руда	Глубина отработки, м	Мощность пласта, м	Производительность добычи, м <sup>3</sup> /ч
1	КМА (Белгородская область) (добыча)	Магнетит-мартит обводненные	до 830	до 250	20-25
2	Прикаспийский ГМК (добыча урана)	Глины с костным дегритом	до 95	1-1,5	10
3	Верхнеднепровский ГМК (добыча редкометаллических песков)	Пески влажные	40-50	10-12	20-29
4	Томская ГРЭ (отбор технологической пробы)	Пески влажные сильно коагулированные	15-20	10	4-5
5	Томская ГРЭ (добыча титаноциркониевых песков)	Пески влажные сильно коагулированные	35-40	10-12	15-20
6	Колубара (Югославия) (добыча)	Песок кварцевый	20-25	15-20	50-80
7	Тургайская ГРЭ (опробование)	Глинистые руды	40-50	1-3	4-5
8	Пальникенское месторождение янтаря, Калининградская область (добыча 1994 г.)	Синие глины	25	2	15
9	Монголия. Месторождение «Заамарын-Эх» (проект)	Золотоносные пески	20	1-2	12
10	Мордовская ГРЭ (отбор технологической пробы на Лукояновском месторождении)	Обводненные титаноциркониевые пески	40	5	10-15
11	ЗАО «ТГПК» и ОАО «Цирконгелогия» (добыча на Тарском месторождении)	Обводненные титаноциркониевые пески	60	6	25
12	Афганистан золоторудное месторождение «Самти» (проект 2009 г.)	Золотоносные обводненные пески с большим содержанием валунов и гальки	30	5	25
13	Пальникенское месторождение янтаря, Калининградская область (проект 2010 г.)	Обводненные песчано-глинистые породы	до 25	2	30

Для дальнейшего развития технологии СГД необходимо продолжать исследования, решая при этом следующие задачи:

- повышение эффективности гидравлического разрушения пород;
- снижение энергоемкости подъема гидросмеси при больших глубинах разработки;
- увеличение объема добычи из единичных камер;
- повышение степени извлечения полезного ископаемого.

### Литература

1. Арене В.Ж., Гридин О.М., Крейнин Е.В., Небера В.П., Фазлуллин М.И., Хрулев А.С., Хчян Г.Х. Физико-химическая геотехнология. М., Изд-во МГГУ, Горное образование, 2010.
2. Арене В.Ж., Бабичев Н.И., Башкатов А.Д., Гридин О.М., Хрулев А.С., Хчян Г.Х. Скважинная гидродобыча полезных ископаемых. М.: Горная книга, 2007.
3. Дробаденко В.П., Малухин Н.Г., Вильмис А.Л.  
Проблемы и перспективы скважинной гидродобычи полезных ископаемых  
Золотодобыча, №155, Октябрь, 2011



## **СЕЙСМИЧЕСКИЕ И КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ПОРОД ПЕРСПЕКТИВНОЙ ЮЖНОЙ КЕНГЕЛЫ ОСАДОЧНОГО БАСЕЙНА КВАНЗЫ (АНГОЛА)**

*Арманду Зонгу (Российский университет дружбы народов, zoar1@outlook.com)*

*Абрамов В.Ю. (Российский университет дружбы народов, geophy-rudn@mail.ru)*

### **Аннотация**

Доклад посвящен сейсмическим и коллекторским свойствам пород перспективной южной кенгелы осадочного бассейна кванзы. В работе изучено состояние, качество, структурная эволюция, фации коллекторов пород и водохранилищ южного региона Кенгелы. Потенциально богатый нефтью бассейн. Бассейн Кванзы сложен в стратиграфическом отношении. Каждое геологическое образование имеет свои особенности. Установлено, что в изученном регионе содержится нефть в больших количествах. Нефть и газ в этой области имеют разные составы, потому что они находятся в разных геологических возрастах. Было возможно обнаружить присутствие углеводородов в третичном, меловом и подсолевом, особенно в образований Куву.

**Ключевые слова:** сейсмические и коллекторские свойства пород, южной кенгелы, нефть и газ.

## **ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ИЗУЧАЕМОГО РЕГИОНА**

### **Расположение бассейна Кванзы**

Бассейн Кванзы представляет собой осадочный бассейн мелового и третичного периодов, простирающийся примерно на 300 км вдоль западного побережья Анголы, по обе стороны от устья реки Куанзы (север-юг) и в 170 км восток-запад (рис. 1). Поверхность бассейна достигает 22 000 км<sup>2</sup> и в центральной части покрыта плейстоценовыми песками, которые по флангам обнажены формациями апта до миоцена (Brognon and Verrier, 1966).

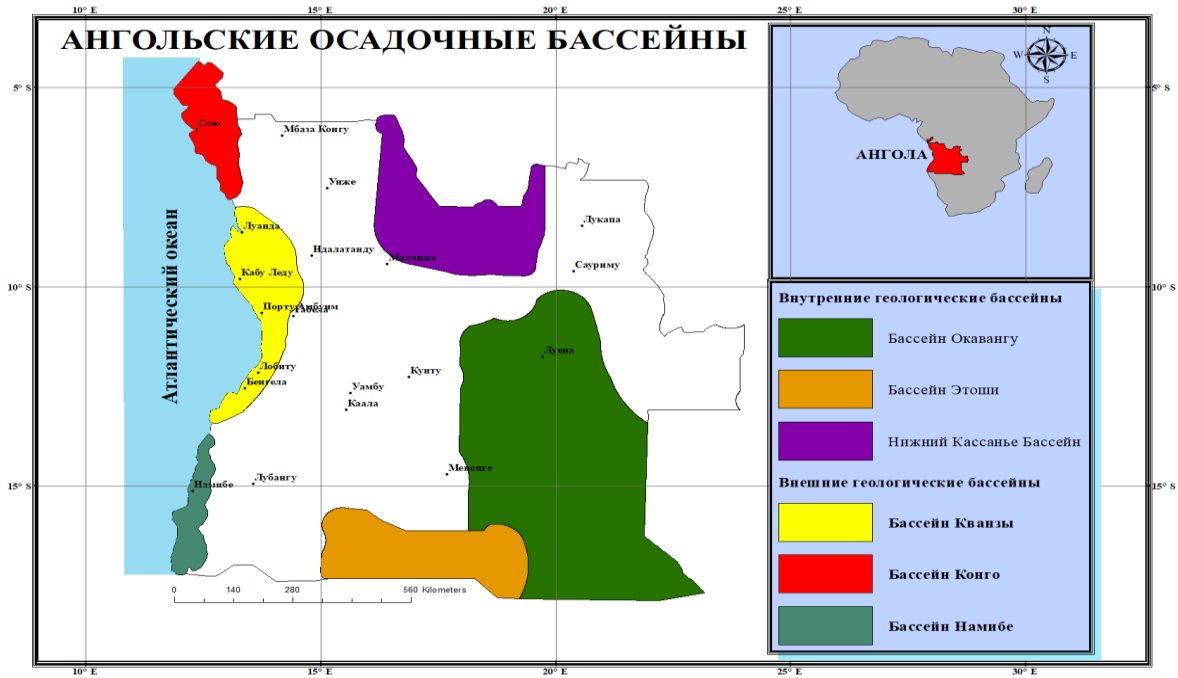


Рисунок 1-Основные осадочные бассейны Анголы (Ред. из Сонангола, 2011)

## АНАЛИЗ И ОБСУЖДЕНИЕ ДАННЫХ ИЗ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОГО РЕГИОНА

На рисунке (рус. 2) ниже показан блок в его региональном контексте. Несмотря на то, что это блок со значительным потенциалом, он мало изучен. Скважины Южной-Кенгелы были пробурены к северо-востоку от Блока и обнаружили многочисленные признаки углеводородов. В соседних блоках нефть была обнаружена в эоценовых и олигоценых резервуарах верхнего Кретасико. Генерирующие породы эоцена и аптиано созревают и питаются углеводородными ловушками до и после соли.

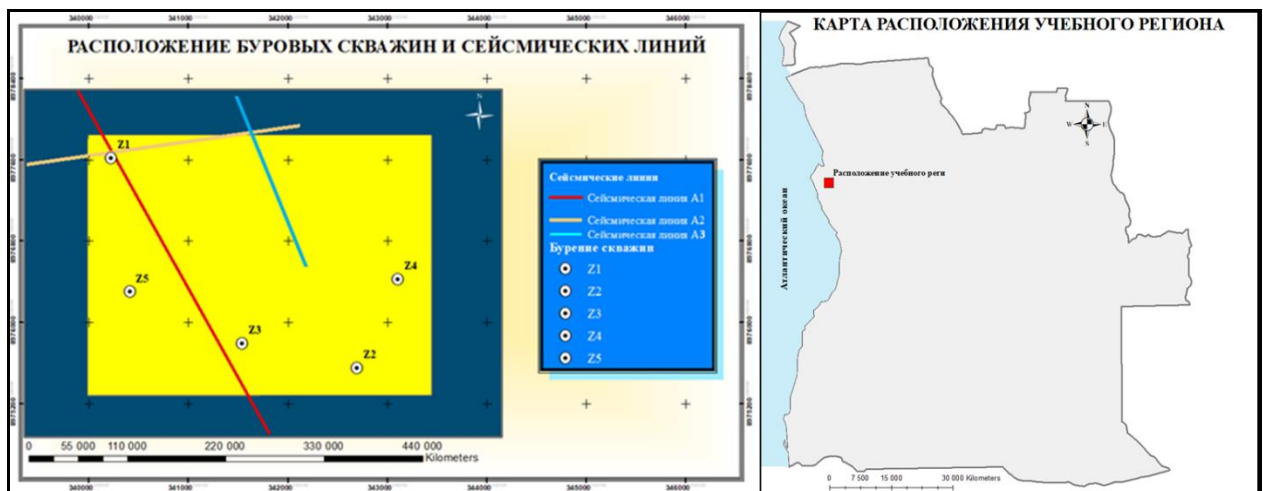


Рисунок 2 - Географическое положение района исследования и географическое положение сейсмических линий и скважин (Арманду 3. 2020).



В эоцене он морской, позволяющий осаждать илистые пиробетумовые и пиритовые. В миоцене окружающая среда изменяется от суб-прибрежного до прибрежного неритического, показывая неустойчивость соли, которая быстро меняет палеогеографию и способствует перекрытию глинисто-болотных фаций. Предсолевая осадочная серия, на которую тектоника очень мало влияет, характерна для окружающей среды, которая может варьироваться от лагуны-морской до континентальной.

#### **Анализ углеводородных показателей в скважине**

Анализ, проведенный в скважине Z1, показал следующее в формации Кифангонду (эоцен) - с 1921,5 до 2209 м. а) Газ: Сомнительные показатели в грязи около 1980 м и 1990,5 м. (б) Нефть: в грязи: от средней до высокой прямой флуоресценции, около 1980 м, 1990,5 м и 2204,5.

#### **Ловушка найдена в сейсмике - после соли (третичный)**

Этот вывод - антиклиналь, связанная с нормальной неисправностью. Структура обеспечивает структурное эолирование для накопления углеводородов в песчаных коллекторах третичной образование Кифангонду. Неспособность нырнуть на запад отмечает границу ямы третичный Кенгелы на востоке. Его движение привело к отложению толстой части третичный в боковом контакте с верхним меловым периодом. Эта структура питается аптскими и эоценовыми породами.

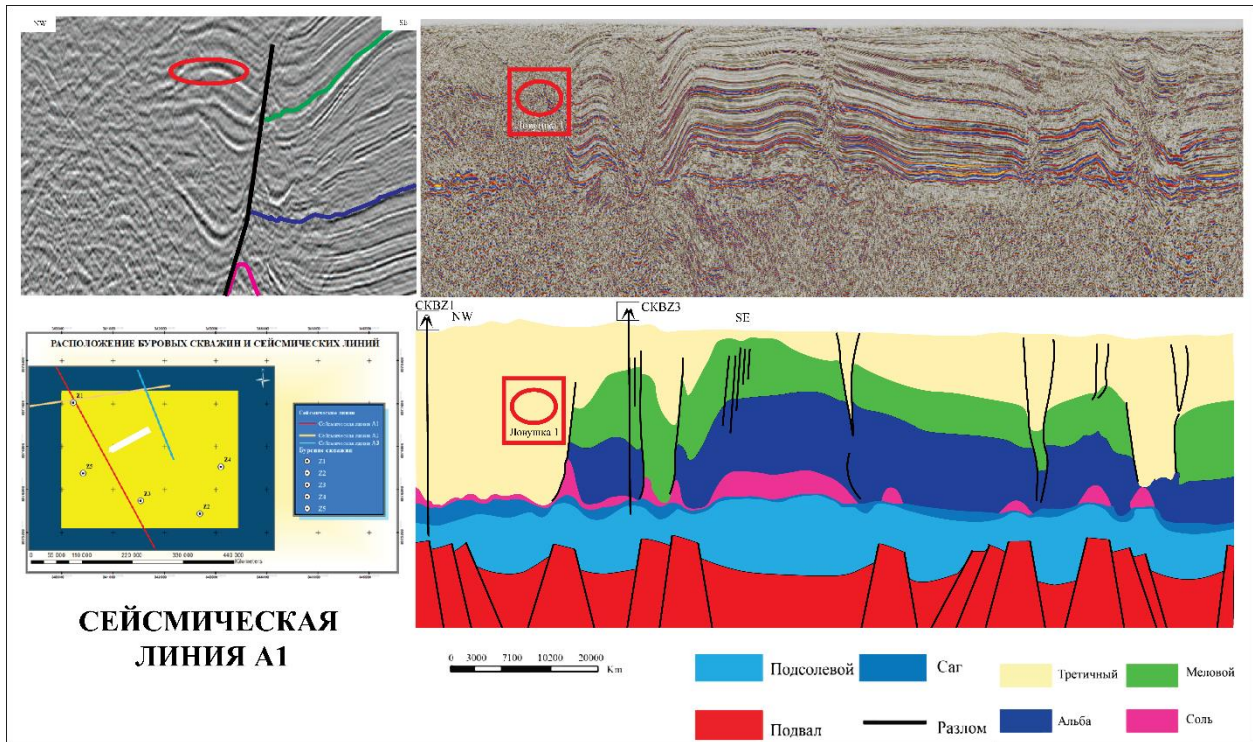


Рисунок 3 – Образование Кифангунду – залежь 1 (Арманду 3. 2020).

В результате выполненных работ, анализируя сейсмические и скважинные данные, можно было обнаружить присутствие углеводородов в предварительной соли в пласте куву и в третичной после соли в пласте Кифангунду.

### Литература

1. Sonangol. (2015). *Onshore Kwanza Basin*. Luanda: Angola License Round.
2. Абрамов, В., & Макаровский, О. (2019). *Геологическая интерпретация сейсмических данных*. Москва: Российский университет дружбы народов.
3. Рассказов, А. А., Горбатов, Е., & Абрамов, В. (2015). *Основы геофизики и геофизические методы исследований*. Москва: Российский университет дружбы народов.
4. Хмелевской, В., Горбачев, Ю., Калинин, А., Попов, М., Селиверстов, Н., & Шевнин, В. (2004). *ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ ДЛЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ СПЕЦИАЛЬНОСТЕЙ ВУЗОВ*. Россия: Камчатский государственный педагогический университет.



## АНАЛИЗ ТОЧНОСТИ МЕТОДИК РАСЧЕТА ТОКА ОДНОФАЗНОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ ДЛЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ГОРНОДОБЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ

*Бабырь К.В. (СПГУ, 77kir09@bk.ru),  
Пеленев Д.Н. (СПГУ, D.Pelenev@mail.ru), Кольчев В.В. (СПГУ,  
vlad.kolychev.2014@mail.ru)*

**Аннотация:** в работе приведены результаты сравнительного анализа точности существующих способов определения ёмкостного тока относительно земли для распределительной сети 6 кВ горнодобывающего предприятия. Произведен расчет ёмкостных токов, протекающих в отходящих присоединениях электрической сети в режиме однофазного замыкания на землю, с использованием различных существующих методик. Выполнен опыт однофазного замыкания на землю в действующей распределительной сети, по результатам которого полученные значения ёмкостных токов позволили установить погрешности известных методик расчета.

**Ключевые слова:** электрическая сеть, однофазное замыкание на землю, методика расчета, ёмкостной ток относительно земли.

Эффективность функционирования добывающих комплексов на горных предприятиях напрямую зависит от надежной и бесперебойной работы распределительных сетей среднего класса напряжения. Одними из наиболее частых повреждений в сетях 6–10 кВ являются однофазные замыкания на землю (ОЗЗ), количество которых достигает 70–80% от общего числа аварийных случаев. По этой причине для снижения ущербов от ОЗЗ необходимо применять устройства релейной защиты и автоматики, позволяющие селективно выявлять поврежденное присоединение и обеспечивать своевременную локализацию данного аварийного режима.

На горнодобывающем предприятии АО «Шахта «Полосухинская» была проведена модернизация центрального распределительного пункта ЦРП-1, в ходе которой были произведены работы по замене ячеек типа КСО-272 с релейными устройствами защит на ячейки типа КСО-190 ИВА с микропроцессорными терминалами защит компании ООО НТЦ «Механотроника». В процессе выполненной модернизации для обеспечения селективного действия защиты от ОЗЗ необходимо было выполнить расчет и выбор уставок защиты.

С использованием принципиальной схемы распределительной электрической сети 6 кВ, представленной на рис. 1, и справочных данных, приведенных в [1, 2] были определены параметры линий сети, значения которых приведены в табл. №1.

Таблица №1

Параметры распределительной сети АО «Шахта «Полосухинская»

№ линии	$S$ , мм <sup>2</sup> <small>к.л.</small>	$l$ , км <small><math>i</math></small>	$c$ , мкФ/км <small><math>i</math></small>	$I$ , А/км <small><math>уд.</math></small>
1	25	0,030	0,137	0,5
2	120	0,050	0,418	1
3	25	0,250	0,137	0,5
4	50	0,405	0,292	0,68
5	70	0,960	0,331	0,8
6	95	0,150	0,382	0,9
7	120	0,400	0,418	1
8	50	1,660	0,292	0,68
9	50	1,145	0,292	0,68



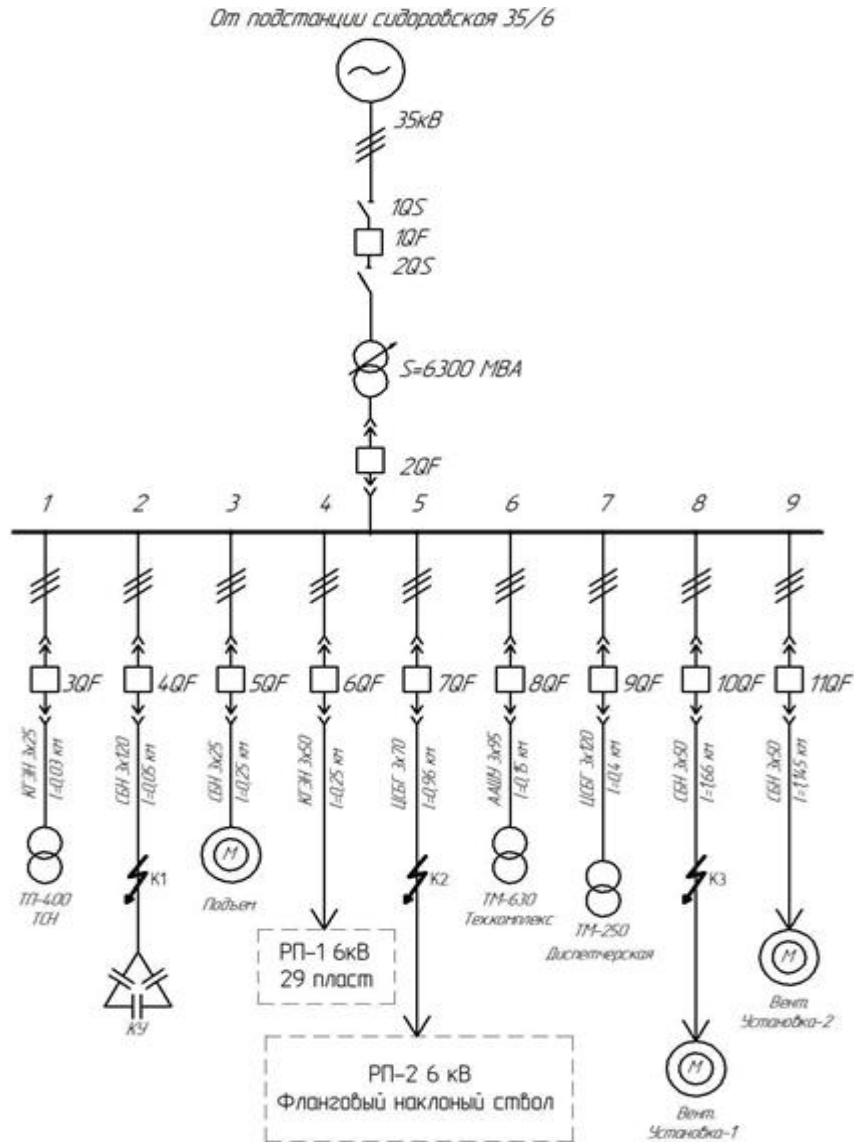


Рисунок 1. Принципиальная схема распределительной сети 6 кВ АО «Шахта «Полосухинская»

Для расчета и выбора уставок защиты от ОЗЗ на сегодняшний день существуют следующие методики определения ёмкостных токов относительно земли:

1. Методика, основанная на учете ёмкостей фаз относительно земли [1]:

$$I_c = U_\phi \cdot \omega \cdot 3 \cdot C, \text{ кА,}$$

где  $U_\phi$  - фазное напряжение сети, кВ;  $\omega$  - угловая частота напряжения, рад/с;  
 $C = \sum c_i \cdot k_i$  - суммарная ёмкость фаз линий сети относительно земли, Ф;  $c_i$  - удельная ёмкость на фазу  $i$ -ой линии, Ф/км;  $l_i$  - длина  $i$ -ой линии, км.

2. Методика, предполагающая определение ёмкостных токов относительно земли посредством эмпирических зависимостей [2]:

$$I_c = U_\phi \cdot l_i / 10, \text{ А,}$$

где  $U_\phi$  - линейное напряжение сети, кВ.

3. Методика, учитывающая удельное значение ёмкостного тока [3]:

$$I_c = I_{уд.i} \cdot l_i, \text{ А,}$$

где  $I_{уд.i}$  - удельное значение ёмкостного тока  $i$ -ой линии, А/км.

4. Методика, учитывающая значение поперечного сечения кабельных линий [4]:

$$I_c = 0,6 \cdot l_i \cdot \sqrt{\frac{S_{к.л.i}}{50}}, \text{ А,}$$



Где  $S_{к.л.i}$  - сечение  $i$ -ой кабельной линии, мм<sup>2</sup>.

Результаты расчета ёмкостных токов линий распределительной сети (рис. 1) по вышеприведенным методикам сведены в табл. №2.

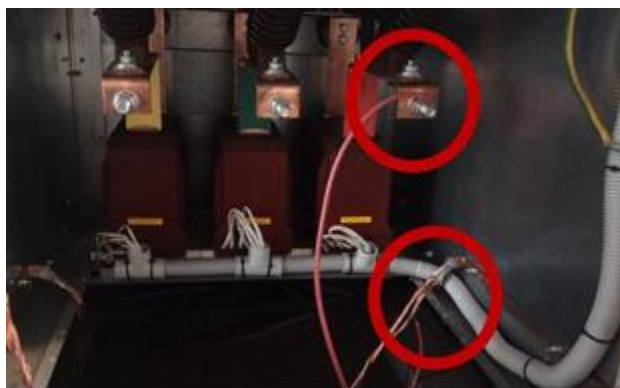
Таблица №2

Результаты расчета ёмкостного тока линии электрической сети 6 кВ

№ линии	$I_c, A$				Разница полученных результатов, %
	1	2	3	4	
1	0,015	0,021	0,017	0,014	33,3
2	0,098	0,098	0,098	0,098	0,0
3	0,052	0,069	0,055	0,047	31,9
4	0,446	0,281	0,303	0,267	40,1
5	1,198	0,665	0,845	0,750	44,5
6	0,215	0,104	0,149	0,136	36,7
7	0,630	0,277	0,440	0,409	56,0
8	1,827	1,150	1,242	1,096	40,0
9	1,428	0,793	0,856	0,756	47,1

Значительные расхождения полученных результатов расчета по существующим методикам обусловили необходимость выполнения опытов однофазного замыкания на землю в распределительной сети 6 кВ ЦРП-1 предприятия АО «Шахта «Полосухинская», результаты которых позволили экспериментальным путем установить значения ёмкостных токов относительно земли отходящих присоединений рассматриваемой распределительной сети.

Экспериментальные исследования проводились следующим образом. Первый опыт ОЗЗ проводился на отходящей линии №2 (рис. 1, т. К1), путем соединения в отсеке кабельных присоединений ячейки КСО-190 ИВА фазы С с шиной внутреннего контура заземления (рис. 2) через перемычку сечением 1,5 мм<sup>2</sup> длиной 1 м. Второй опыт был проведен на отходящей линии №5 (рис. 1, т. К2) путем соединения одной из фаз двигателя и заземляющего контура. Третий опыт был проведен на отходящей линии №8 (рис. 1, т. К3) в блоке расключения начала обмоток двигателя путем соединения одной из фаз с заземляющей шпилькой.



**Рисунок 2.** Опыт однофазного замыкания на землю в распределительной сети 6 кВ предприятия АО «Шахта «Полосухинская»

По результатам экспериментальных исследований был выполнен сравнительный анализ полученных значений ёмкостных токов с вычисленными значениями, что позволило определить погрешность каждой из методики расчета.

На рис.3 представлен график погрешностей каждой методики расчета.

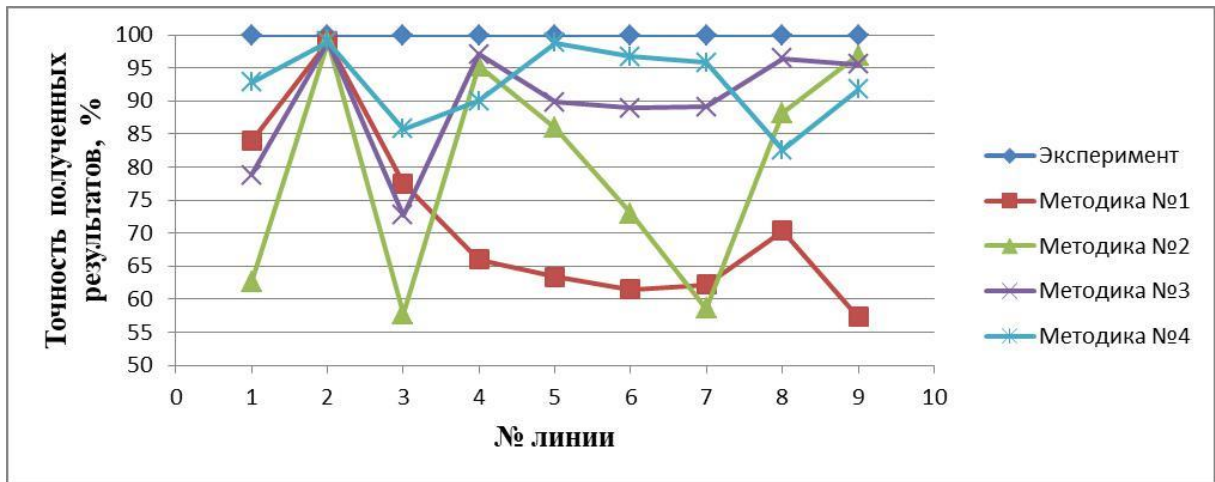


Рисунок 3. График погрешности каждой методики расчета

Из рис. 3 следует, что наименьшую погрешность определения ёмкостного тока относительно земли имеет методика расчета №4 по той причине, что используемая аналитическая зависимость была установлена эмпирическим путем. В этой связи для расчета уставок токовой защиты от ОЗЗ распределительной сети ЦРП-1 была принята к использованию методика расчета №4.

В результате проведенных исследований был выбран наиболее точный способ определения ёмкостного тока линий относительно земли, применимый для сети электроснабжения горнодобывающего предприятия АО «Шахта «Полосухинская», имеющей разветвленную и неоднородную структуру.

### Литература

1. Бухтояров В.Ф., Маврицын А.М. «Защита от замыканий на землю электроустановок карьеров». – М.: Недра, 1986. – 184 с.
2. Шабад М.А. «Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей». – СПб.: ПЭИПК, 2003. – 350 с.
3. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: – 6-е издание. – СПб.: ПЭИПК, 2017. – 141 с.
4. Эрнст А.Д., Матвиенко П.Н., Матвиенко Т.П. «Вопросы компенсации ёмкостного тока замыкания». – Омский научный вестник №2, 2013. – 227.



**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЛАБОРАТОРНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ  
ИССЛЕДОВАНИЙ УРАНОВЫХ РУД МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТАХАГГАРТ  
(АЛЖИР) МЕТОДОМ КУЧНОГО ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ**

*Бадахмауи Т.\* (НИЯУ-МИФИ, [tayeb.badahmaoui@yandex.ru](mailto:tayeb.badahmaoui@yandex.ru)),  
Колпаков Г. А. (АО "ВНИИХТ", [kolpakgen@mail.ru](mailto:kolpakgen@mail.ru)), Лаврухин А. А. (НИЯУ-МИФИ,  
[AALavrukhin@mephi.ru](mailto:AALavrukhin@mephi.ru)), Туиза М. (НИЯУ-МИФИ, [Mohamed.touiza@yahoo.com](mailto:Mohamed.touiza@yahoo.com))*

**Аннотация**

В докладе рассматриваются рациональные по объему и необходимые лабораторные геотехнологические методы исследования руд месторождения Тахаггарт и их последовательность в процессе изучения возможности отработки его методом кучного выщелачивания. Изучение геолого-структурных и географо-экономических особенностей месторождения Тахаггарт показало, что оно перспективно для применения метода кучного выщелачивания. Руды месторождения залегают близко к поверхности и представлены легкорастворимыми вторичными минералами урана. Кроме того, в районе месторождения разведано около 10 рудопроявлений урана, залегающих в аналогичных геологических условиях. Поэтому проведение предлагаемых исследований руд месторождения Тахаггарт приобретает весьма актуальное значение в освоении данного урановорудного района. На начальной стадии исследований проводятся статические опыты, как на истертом, так и на кусковом материале. По результатам определяются максимальный процент извлечения полезных компонентов и оптимальный размер куска. Также устанавливается оптимальный тип и концентрация выщелачивающего реагента. В дальнейшем проводятся инфильтрационные испытания на колоннах-перколяторах. В результате уточняются выделение технологических типов руд, оптимальный размер кускового материала, необходимость грануляции тонких классов и других параметров выщелачивания.

**Ключевые слова:** Уран, месторождение, Тахаггарт, кучное выщелачивания (КВ), геотехнология, статическое и инфильтрационное выщелачивание.

Рост цен на различные металлы (Au, Cu, Ni, U, P, РЗМ и т. д.) определяет развитие методов добычи при низких их содержаниях в рудах. Одним из оптимально применяемых методов добычи полезных ископаемых является метод кучного выщелачивания (КВ) [1]. Кроме того, данный метод позволяет вести рентабельную отработку мелких месторождений без больших капитальных затрат на строительство заводов по переделу руд.

Сущность способа КВ заключается в переводе металла, находящегося в руде, сложенной в штабель, просачиванием выщелачивающих растворов (ВР) через неподвижный рудный слой в подвижное состояние в условиях природных температур и давлений с последующим выделением металлов из растворов в виде концентратов или товарных продуктов.

Исследования по отработке месторождений различных полезных компонентов методом КВ рекомендуется проводить в следующей последовательности [2]:

- изучение геолого-структурного положения месторождения, условий залегания рудных тел, литолого-минералогического состава руд, содержания полезных компонентов;
- изучение природных условий района месторождения и географо-экономических факторов, которые могут влиять на возможность применения метода



КВ (обжитость, энергетические ресурсы, транспортные возможности, сведения о месторождениях других полезных ископаемых, климате, рельефе и др.);

- проведение геотехнологических исследований, в которых можно условно выделить три основных этапа: поисковый, оценочный и разведочный.

В докладе приводится методика лабораторных испытаний способа кучного выщелачивания применительно к рудам месторождения Тахагарт. Данные, полученные в результате лабораторных испытаний, будут соответствовать реальному процессу КВ. По результатам этих испытаний устанавливаются основные технологические параметры и выдаются исходные данные на проведение натурных опытно-промышленных работ на месторождении Тахагарт.

Месторождение Тахагарт находится в малонаселенном, пустынном районе, на равнинной местности, руды залегают практически на поверхности, что позволяет обрабатывать его открытым горным способом (карьером). Штатбель для КВ можно располагать в непосредственной близости от карьера. Климатические условия позволяют перерабатывать руду под открытым небом круглый год. По результатам химического анализа (табл. 1) урансодержащая руда имеет алюмосиликатный состав [3]. Для извлечения урана из руд такого химического состава обычно применяется кислотное выщелачивание. Урановая минерализация на месторождении Тахагарт представлена минералами шестивалентного урана, в основном фосфатами и ванадатами: отенитом  $\text{Ca}(\text{UO}_2)_2(\text{PO}_4)_2 \cdot 8-12\text{H}_2\text{O}$ , торбернитом  $\text{Cu}(\text{UO}_2)_2(\text{PO}_4)_2 \cdot 10\text{H}_2\text{O}$ , сабугалитом  $(\text{H},\text{Al})_{0,5}(\text{UO}_2)_2(\text{PO}_4)_2 \cdot 10\text{H}_2\text{O}$ , ульрихитом  $\text{CaCu}(\text{UO}_2)(\text{PO}_4)_2 \cdot 4\text{H}_2\text{O}$ , карнотитом  $\text{K}_2(\text{UO}_2)_2(\text{VO}_4)_2 \cdot 3\text{H}_2\text{O}$ , реже силикатом – уранофаном  $\text{CaH}_2(\text{UO}_2)_2(\text{SiO}_4)_2 \cdot 5\text{H}_2\text{O}$  и др.

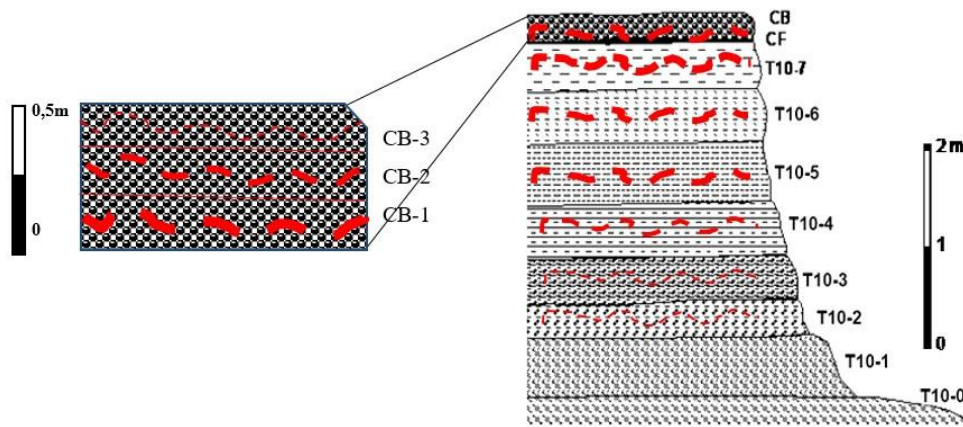
Таблица 1. Химический состав разновидностей руд месторождения Тахагарт.

Компоненты (%)	Содержание, %							
	Гнейс Т10-0	Гнейс Т10-2	Гнейс Т10-5	Гнейс Т10-7	Риолит	Конг. СВ-1	Конг. СВ-2	Конг. СВ-3
SiO <sub>2</sub>	65,533	62,917	62,934	48,879	59,845	67,896	81,917	80,951
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	14,749	26,885	26,295	33,762	26,660	5,242	11,994	4,554
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	4,663	3,593	0,481	0,958	5,345	21,204	1,712	12,242
MnO	0,075	---	---	---	---	0,024	0,005	---
MgO	1,936	0,056	0,045	0,028	0,053	---	---	0,010
CaO	2,497	0,170	0,111	0,111	0,241	0,124	0,055	0,043
Na <sub>2</sub> O	1,260	---	---	0,009	0,015	---	---	0,006
K <sub>2</sub> O	5,360	0,506	0,141	0,198	0,222	0,131	0,068	0,024
TiO <sub>2</sub>	0,410	0,576	0,385	3,482	0,604	2,062	0,822	0,743
P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	0,109	0,072	0,303	0,429	0,447	0,204	0,101	0,038
SO <sub>3</sub>	0,037	0,576	0,033	0,011	0,052	0,035	0,027	0,013
ппп	0,71	5,100	5,950	10,070	6,030	1,300	2,150	1,120
Всего	97,339	100,421	99,678	97,937	99,514	98,222	98,796	99,744
Cu	0,003	0,005	0,003	0,248	0,005	0,005	0,005	0,004
Y	0,006	0,006	0,005	---	0,006	0,179	0,089	0,075
Mo	0,003	---	---	---	---	0,311	0,071	0,034
V	--	---	0,025	0,070	0,045	0,061	0,031	0,008
U	--	<b>0,013</b>	<b>0,137</b>	<b>1,584</b>	<b>0,219</b>	<b>1,102</b>	<b>0,868</b>	<b>0,008</b>

На поверхности месторождения залегают песчаники, которые часто ожелезнены и представлены крупнозернистыми и мелкозернистыми разновидностями, обладающими кривой слоистостью [4]. Ниже по разрезу залегают конгломераты мощностью до 50 см. Подстилают конгломераты измененные гнейсы мощностью до 2



метров, которые постепенно переходят в неизменные породы. В кровле измененных гнейсов отмечаются отложения железо-кремний-сланцевой формации мощностью 5-15 см (рис. 1) [3].



**Рисунок 1.** Геологический разрез месторождения Тахагарт, T10-0 - гнейс не измененный; T10-1 до T10-3 - гнейс слабо измененный; T10-4 до T10-7 - сильно измененный гнейс; CF-железо-кремний-сланцевая формация; CB- конгломераты; красным цветом – урановое оруденение.

Изучение возможности применения КВ для руд месторождения Тахагарт планируется проводить двумя лабораторными методами: статического и инфильтрационного выщелачивания.

По размерам и длительности реализации процесса лабораторные модели в разы уступают эксплуатационным системам кучного выщелачивания. Это обстоятельство позволяет в короткое время на небольшом количестве материала провести широкий комплекс исследований при различных параметрах технологического режима (составе и концентрации растворителя, длине пути и скорости фильтрации, размера материала, температуре и т.п.). При этом доступной для изучения является не только жидкая фаза — фильтрующийся раствор, но и твердая — рудный материал на разных стадиях процесса выщелачивания. Эти преимущества лабораторных моделей позволяют решать ряд таких практических вопросов, как выбор и концентрация растворителя, размер кусков и изучение влияния на процесс отдельных факторов, делают их удобными для математического описания.

На начальных стадиях изучения объекта производится оценка технологических свойств руд. Наиболее подходит для условий тестирования метод статического выщелачивания с перемешиванием. Для этого необходимо охватить опробованием все разнообразие природных технологических типов руд на месторождении. В настоящее время на месторождении пробурено 22 скважины и пройдено 5 шурфов [5]. Поэтому для начала лабораторных работ возможно использование дубликатов проб, отобранных из этих выработок.

Первичные опыты по перколяционному выщелачиванию ставят в небольших колоннах из оргстекла диаметром 100-120 мм и длиной не менее 1 метра, с весом загружаемого материала - 10-40 кг. Эти опыты проводят на таких же пробах руды, что и статические опыты, для подтверждения величины степени извлечения, кинетики процесса и расхода реагентов [6].

Процедуру выщелачивания продолжают, пока кривая скорости выщелачивания не приобретет асимптотический характер или концентрация металла в продуктивном растворе (ПР) не станет ниже минимальной промышленной концентрации. После



завершения орошения пробу руды в колонне промывают водой (не менее 1,5-2 поровых объемов) с обезвреживанием растворов, после чего извлекают из колонны и сушат на воздухе. Затем анализируют остаточное содержание полезного компонента из всего объема пробы или отдельно по классам крупности. При большой высоте колонны (более 1,5 м) кек анализируют посекционно: верх, середина, низ. Полученные в этой серии экспериментов результаты уточняют пригодность данной руды для КВ и параметры процесса, выявленные ранее: величину извлечения, кинетику процесса и расходные коэффициенты реагентов.

Урановая минерализация месторождения Тахаггарт локализуется в основном в измененных гнейсах, которые содержат повышенное количество глинистых минералов. Глинистый материал, входящий в состав пород, или обломки тонких классов, образующиеся при дроблении, могут нарушать проницаемость локальных участков штабеля, вести к неравномерной по сечению фильтрации, поэтому в процессе рудоподготовки руду необходимо агломерировать. Уже на стадии опытов с перемешиванием следует обратить внимание на фильтруемость кеков и наличие глинистых разностей. В опытах на колоннах необходимо фиксировать образование излишков мелочи, просачивание раствора по каналам, оценить влажность хвостовых продуктов.

Изучение географо-экономических факторов, геолого-структурного положения и предварительные минералого-технологические исследования руд показали перспективность месторождения Тахаггарт к отработке способом КВ.

Проведение лабораторных геотехнологических испытаний руд месторождения Тахаггарт позволит определить возможную и рентабельную его отработку методом КВ и рекомендовать также схожие по минеральному составу и геологическому строению месторождения для проведения подобных исследований.

### **Литература**

1. Thenepalli, T., Chilakala, R., Habte, L., Tuan, L.Q., Kim, C.S. A Brief Note on the Heap Leaching Technologies for the Recovery of Valuable Metals // Sustainability. – 2019. – Vol. 11. – P.33-47.
2. Шумилова Л.В., Хчечян Г.Х., Фазлуллин М.И., Аренс В.Ж., Атрушкевич В.А. Сквжинное, подземное и кучное выщелачивание металлов. – М.: Горный Институт НИТУ «МИСИС», 2018. – 227 с.
3. Chahdane R. Contribution à l'étude géologique et gîtologique des minéralisations uranifères de Tahaggar (Sud-est du Hoggar): minéralogie et géochimie d'une minéralisation liée aux altérations du socle et au conglomérat de base de la série détritique paléozoïque // Thèse de magister. – USTHB, ALGER, 2009. – 190 p.
4. Бадахмауи Т., Бугриева Е.П. Минерально-сырьевая база урана массива Хоггар (Алжир) // Сб. трудов XIV Международной научно-практической конференции "Новые идеи в науках о Земле". – М.: МГРИ-РГГРУ, 2019. – Том II. – С. 12-16.
5. Résultats des travaux d'exploration des ressources uranifères de Tahaggar (Tassili Oua-N'Ahaggar, Sud-Est du Hoggar) // Rapports internes COMENA. – Alger. –2003.
6. Подземное и кучное выщелачивание урана, золота и других металлов / Под ред. М.И. Фазлуллина. – М.: ИД «Руда и металлы», 2005.



## **ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ ТАЛАКАНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

*Попов В.В. (г. Якутск, Северо-Восточный федеральный университет имени  
М.К.Аммосова, pvv13091979@gmail.com)*

*Егорова Т.Р. (Северо-Восточный федеральный университет имени  
М.К.Аммосова, tuyaruslanovna@mail.ru)*

**Аннотация:** Статья выполнена на основе реальных фактических данных Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ). Разработка Талаканского НГКМ ведется системами горизонтальных скважин. В ходе реализации технологической схемы разработки месторождения доказано эффективность применения горизонтальных скважин: в статье выполнен инженерный расчет по геолого-промысловым данным осинского горизонта дебита скважины по формулам С. Джоши и Ю.П.Борисова и проведено сравнение с фактическими значениями дебита скважин на месторождении. Получена сходимость инженерных расчетов с фактическими значениями дебита, что доказывает применимость формул С. Джоши и Ю.П.Борисова для расчета дебита горизонтальных скважин по нефти.

**Ключевые слова:** скважина; Талаканское НГКМ; Среднеботуобинское, анизотропия; проницаемость; горизонтальный ствол; формула С. Джоши; формула Ю.П.Борисова; осинский горизонт, залежь; дебит; нефть; изотропный пласт.

### **Введение**

В процессе реализации проекта опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ) была доказана высокая эффективность применения горизонтальных скважин в условиях Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ). Для трещиноватых коллекторов с проявлением анизотропности фильтрационных свойств за счет трещиноватости, к которым относятся все без исключения продуктивные горизонты, содержащие нефть в Юго-Западной Якутии, применение горизонтальных скважин может повысить эффективность разработки месторождений. При этом обхват зоны дренирования горизонтальных эксплуатационных скважин намного больше вертикальных, что играет немаловажную роль при разработке нефтяных месторождений с давлением насыщения нефти газом, близким начальному пластовому давлению.





Материалы и методы

В данной работе проведено исследование стационарного притока к одиночной скважине в анизотропном пласте. Расчеты проводились по приближенным формулам С.Джоши и Борисова [4] в условиях Талаканского НГКМ.

При  $k_v = k_h = k$  следует формула дебита горизонтальной скважины в изотропном пласте:

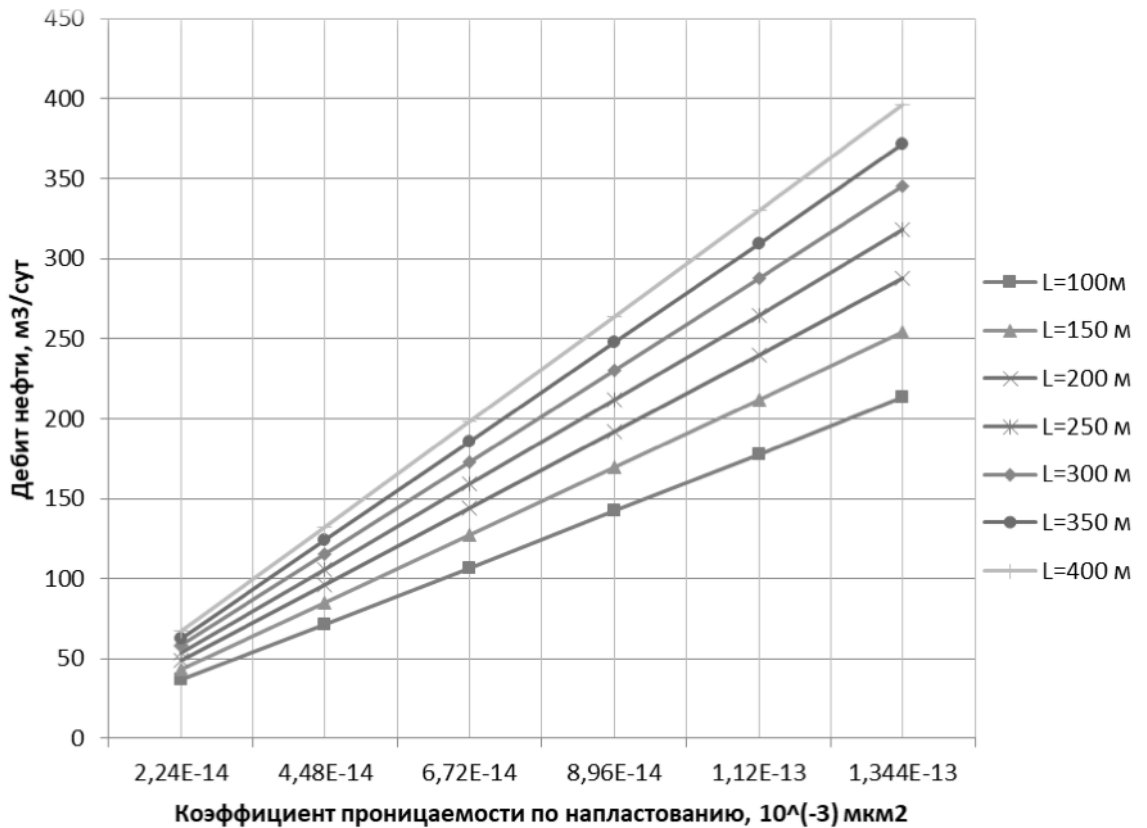
$$Q = \frac{2\pi k h \Delta P}{\mu B_0 \left[ \ln \frac{4Rk}{L} + \ln \frac{h}{2\pi R_c} \right]} Q = \frac{2\pi k h \Delta P}{\mu B_0 \left[ \ln \frac{4Rk}{L} + \ln \frac{h}{2\pi R_c} \right]} \quad (1)$$

где  $k_v, k_h$  - соответственно коэффициент проницаемости пласта по направлению напластованию и латеральном направлении;  $h$  - средневзвешенная толщина пласта,  $\Delta P$  - депрессия на пласт;  $\mu$  - коэффициент динамической вязкости;  $L$  - длина горизонтальной части ствола скважины;  $R_c$  - радиус скважины;  $B_0$  - объемный коэффициент нефти.

Примечание: значения проницаемость пласта по направлению напластованию принимались условно, как 10 %, 20 %, 30 %, 40 %, 50 %, 60 % от величины коэффициента проницаемости в латеральном направлении.

Исходя из результатов расчета по формуле С.Джоши, были получены следующие зависимости дебита нефти от длины горизонтального ствола скважины при различных значениях коэффициента проницаемости пласта по направлению напластованию для залежи Центрального блока Талаканского НГКМ (рис.1,2).

Анализ показывает, что при увеличении значения коэффициента проницаемости пласта по направлению напластованию дебит нефти повышается при любой длине горизонтального ствола, но характер увеличения резко изменяется при длинах ствола от 250 до 350 м (на 52-94,9 %). Тогда как при 100-200 м величина дебита нефти повышается на 36,3-40,5 %. Такая закономерность наблюдается на всех трех залежах месторождения. Однако интервалы повышения дебитов нефти на всех залежах разные, если в первой залежи дебит скважины колеблется от 40 до 500 м<sup>3</sup>/сут, то во второй залежи он колеблется от 10 до 110 м<sup>3</sup>/сут. Разброс значений прямо связан с различными значениями основных показателей продуктивного горизонта, таких как коэффициент проницаемости пласта в латеральном направлении, толщина пласта и др.



*Рис.1 Зависимость дебита скважины от коэффициента проницаемости по направлению напластованию при различных длинах горизонтального ствола скважины*

Влияние толщины пласта на продуктивность горизонтальной скважины достаточно значительно. Для данной длины горизонтальной скважины отношение  $L/h$ , представляющее собой элементарное приращение площади контакта скважины, для пласта меньшей толщины намного больше, чем для пласта большей толщины. Объясняется это более интенсивным повышением коэффициента продуктивности горизонтальной скважины по сравнению с горизонтальной.

При расчете по методу Ю.П. Борисова, наблюдается такая же картина, однако изменение дебита нефти отличается более равномерным характером, т.е. при увеличении длины горизонтального участка скважин от 100-350 м он повышается от начального значения на 40-50 м<sup>3</sup>/сут (25-30 %).

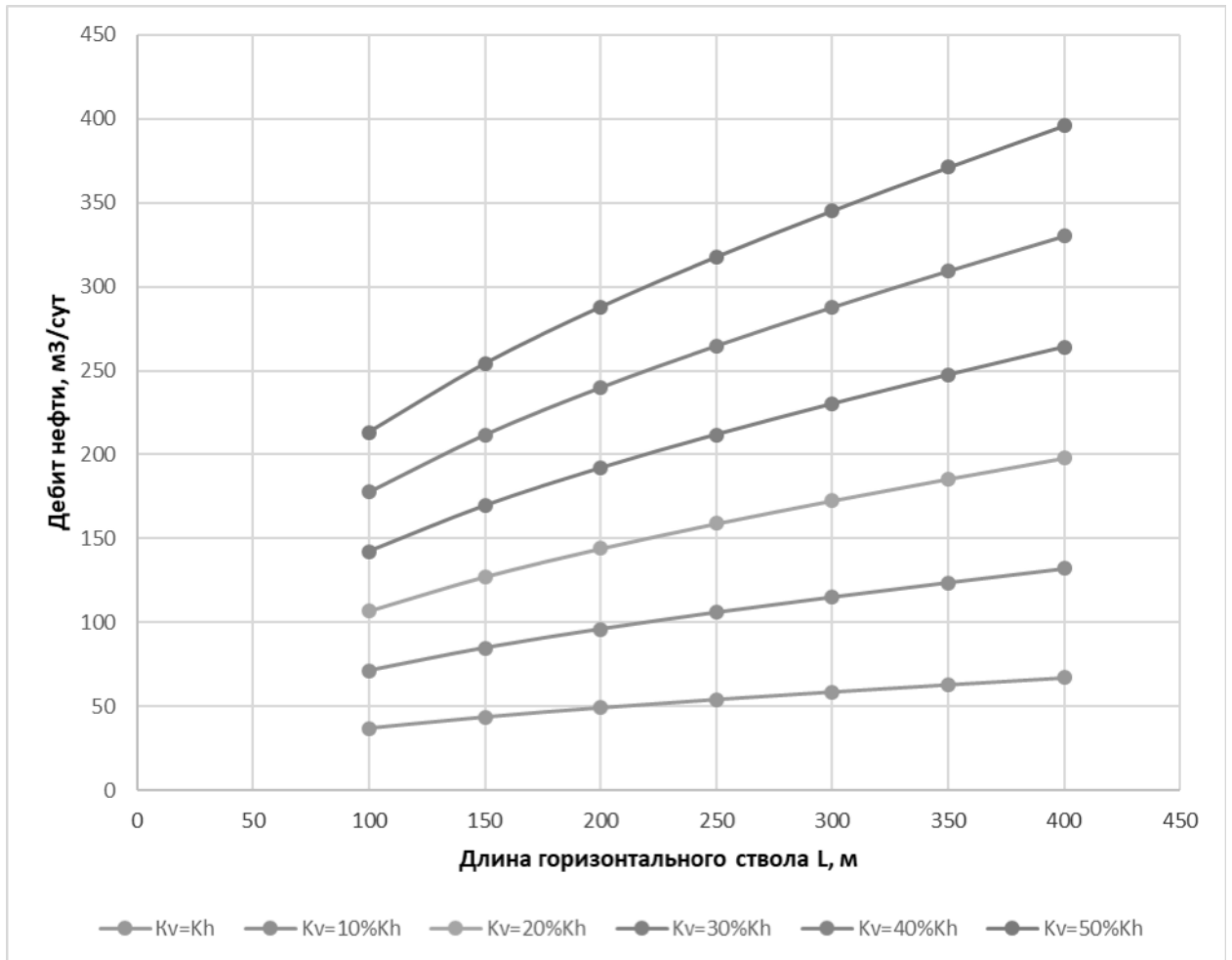


Рис.2. Зависимость дебита нефти от длины горизонтального ствола скважины в изотропном и анизотропном пласте

Следовательно, интервал изменения дебитов нефти по формуле Борисова меньше, чем по С. Джоши. Если на залежи по формуле С. Джоши он составляет от 40 до 500 м<sup>3</sup>/сут, то по Ю.П. Борисову от 65 до 200 м<sup>3</sup>/сут. Такая же закономерность проявляется и на двух остальных залежах Центрального блока Талаканского месторождения. Однако величина начального дебита нефти при различных длинах горизонтального участка ствола скважин и значениях коэффициента проницаемости по направлению напластования по Борисову выше, чем по С.Джоши.

Сравнивая фактические показатели дебита нефти по горизонтальным скважинам на Талаканском НГКМ, когда среднесуточный дебит по всем скважинам составил около 140 м<sup>3</sup>/сут и длина горизонтального участка ствола скважин в среднем составляет 210 м, то, судя по кривым полученным по формуле С. Джоши  $k_v k_h$ , составляет 30 % от  $k_h \cdot k_h$ .



По оценке специалистов стоимость бурения горизонтальной скважины на Талаканском НГКМ составляет 1,1-1,5 от стоимости горизонтальной, т.е. на 20-50% дороже [3]. При этом экономический эффект заключается в сокращении количества эксплуатационных скважин. Так, в соответствии с технологическими схемами разработки нефтяных залежей на Среднеботуобинском месторождении было предусмотрено бурение 321, а на Талаканском -121 вертикальных скважин. Согласно расчетам, для обеспечения тех же отборов нефти на данных месторождениях вместо вертикальных можно было пробурить около 80 горизонтальных эксплуатационных скважин при условии, что стоимость горизонтальной скважины будет в среднем в 1,5 раза дороже стоимости вертикальной (по опыту фактические стоимости бурения горизонтальных скважин в 1,1-1,5 раза выше), только на эксплуатационном бурении можно сэкономить на стоимости не менее 570 тыс.пог.м. обсадных и 500 тыс.пог.м. насосно-компрессорных труб, не говоря уже также о дорогостоящих бурильных трубах и буровом оборудовании. Кроме того, дополнительная экономия получается от сокращения затрат на обустройство устьев и строительство шлейфов скважин.

С другой стороны, следует сопоставлять результаты использования горизонтальных и вертикальных скважин в качестве эксплуатационных на Талаканском НГКМ.

Объемы добычи нефти с помощью горизонтальных скважин в 2,82 раза превышают объемы добычи вертикальными скважинами. При этом удельный дебит скважины на 1 м вскрытого нефтенасыщенного коллектора на порядок меньше аналогичного в вертикальных скважинах, т.е. эксплуатация залежи горизонтальными скважинами ведется в щадящем режиме, что подтверждается данными гидродинамических исследований скважин.

### **Заключение**

Таким образом, несмотря на более высокую стоимость строительства горизонтальных скважин (до 30-40%) и более длительные сроки их проводки (до 50 %), налицо конечная эффективность применения горизонтальных скважин. Они позволяют более чем 2,5 раза увеличить отборы нефти по сравнению с вертикальными скважинами,



т.е. в целом в 1,5-2,0 раза улучшаются экономические показатели разработки, что наглядно продемонстрировано на примере Талаканского НГКМ.

Необходимо при разработке новых месторождений нефти на юго-западе Якутии учесть положительный опыт применения горизонтальных скважин.

### **Литература**

1. Бердин Т. Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений и системами горизонтальных скважин.- Недра 2001 г.
2. Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. Разработка нефтяных месторождений с горизонтальными и многозабойными скважинами. – М.: Недра, 1964, 364 с.
3. Брехунцов А.М., Телков А.П., Федорцов В.К. Развитие теории фильтрации жидкости и газа к горизонтальным стволам скважин. -Тюмень: ОАО «СибНАЦ», 2004. — 290 с.: 75 ил.
4. Государственная программа развития нефтяной и газовой промышленности Республики Саха(Якутия) на 1999-2001 годы и основные направления до 2005 года. - Якутск,1999.
5. Керимов М.З. Основные особенности разработки нефтегазовых месторождений горизонтальными скважинами //Нефтяное хозяйство -2001. - № 12 - С.44-48
6. Лысенко В.Д. проблемы разработки нефтяных месторождений горизонтальными скважинами // Нефтяное хозяйство. -1997. - № 7. - С.19-24.
7. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде (перевод с английского) М.: Гостоптехиздат. 1969. 628 с.
8. Методы теории функций комплексного переменного//М.А. Лаврентьев, Б.В. Шабат.- М.:Наука,1965.716 с.
9. Мухаметшина Р.Ю., Еличев В.А.,Гусманов А.А., Усманов Т.С., Баринова Л.Н. ООО «ЮНГ-НТЦ Уфа», Спивак С.И. Институт нефтехимии и катализа РАН, Буков О.В., Пасынков А.Г. ОАО «Юганскнефтегаз», 2005 .Обоснование длины проектных



горизонтальных скважин с учетом опыта эксплуатации скважин на примере Энтельской площади Мамонтовского месторождения. Нефтегазовое дело, том 3 2005 г.

10. Насыбуллин А.В. , Войкин В.Ф. , 2015 “К определению дебита горизонтальной скважины на установившемся режиме в элементе заводнения”. Научно-технический журнал “Георесурсы” :4(63) 2015, Т2

11. Основные технические решения по обустройству участка опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ) Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения: проектный документ. - ТомскНИПИНефть, 1999.

12. Проблемы поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа в Якутии: сборник научных трудов. - Якутск: ЯНЦ СО РАН, 1993. - 184 с.

13. Савельев В.А. , Сугайнов Д.А. Дебиты горизонтальных скважин в пластах с высокими вертикальной анизотропией и расчлененностью // Нефтяное хозяйство - 2003. - № 11. - С. 68-70.

14. Сохошко С.К., Колев Ж.М. Профиль притока к пологому стволу нефтяной скважины на стационарном режиме. НТЖ «Нефтепромысловое дело». - М.: ВНИИОЭНГ, № 3. - 2014г, с 33-40.

15. Руководство по гидродинамическим исследованиям наклонных скважин (РД 39-1-856-83). — СибНИПИИНП. — 48 с.

16. Сериков Ю. И., Миронов Т.П. К вопросу о добыче нефти и газа горизонтальными скважинами // Нефтепромысловое дело. — ВНИИОЭНГ. — 1994, № 6. — С. 24-31.

17. Справочник по добыче нефти. — М.: Недра, 1974. — 703 с. (Под ред. Ш.К.Гиматудинова).

18. Телков А.П., Федорцов В.К. Приток к несовершенной скважине и выбор плотности перфорации. «Управление гидродинамическими процессами при разведке и эксплуатации месторождений нефти. Тр. ЗапСибНИГНИ, 1966. С. 61-68.

19. Хуань Коу-Жень. Методы определения параметров по кривым прослеживания давления (уровня) в реагирующей скважине. Тр. МИНХ и ГП. — М.: ГТТН. — 1963, № 42. — С. 184-195.

20. Чарный И. А. Подземная гидрогазодинамика. М.: ГТТН, 1963.

21. Badry R. Production logs optimize horizontal tests // World Oil. — 1991, 3. — Vol. 212, No 3. — P. 59, 62-66.



22. Economidas M.J., Frick T.P., Minig U., Leoben. Optimization of Horizontal Well Matrix Treatments. - Paper of SPE Production & Facilities, May 1994.
23. Evan R.S. Well Illustrates Challenges of Horizontal Production Logging // Oil and Gas J. — 1992, VI. — P. 33-38.
24. Ehlig-Economides Ch. A, Hegeman P. // Guidelines simplify well test interpretation // Oil and Gas J. — 1994, July 18. — Pp. 33-40.
25. Jelmert T.A., Vik S.A. Bilinear flow may occur in horizontal wells. Oil and Gas J. - 1995, dec. 11, pp. 57-59.
26. Joshi S.D. Augmentation of well productivity with slant and horizontal well. J. of Petrol. Techn. June, 1988, pp. 729-739.
27. Keijin, Yiqun Ye. Test verify advantages of horizontal wells in offshore China Oil field // Oil and Gas. — 1992, 19/X. — P. 76-80.
28. Kutasov I.M. New method determines well bore damage. OGJ, January 3, 1994, pp. 46-47.
29. Giger F.M., Horizontal Wells Production Techniques in Heterogeneous Reservoirs. Middle East Oil Technical Conference and Exhibition, 11-14 March 1985, Bahrain.
30. Granpesini J.F. Production technology for horizontal well takes new direction // World Oil. — 1985, May. — V. 208, n. 5. — pp. 46-48, 50.
31. Horizontal well technology. S.D. Joshi, Ph.D. Joshi Technologies International, Inc. - Tulsa, OK, U.S.A. 1990 y.
32. Joshi S.D. Augmentation of well productivity with slant and horizontal wells. J. of Petrol Techn. June, 1988, p. 729-739.
33. Motley T., Hollanby R. Novel Milling Fluid Saves Time, Cut Cost // World Oil. — 1987, III
34. Pressure analysis for horizontal wells. // Debiau F., Mauranabal G., Curutchet P. SPE Forination evaluation 1988, XII. Vol 3, No 4, pp. 716-724.
35. Yao S., Zeng F., Liu H., Zhao G., “A semi-analytical model for multi-stage fractured horizontal wells”, J. Hydrology, 507 (2013), 201–212



**АО «ЛЕБЕДИНСКИЙ ГОК» - ЛИДЕР В ПРОИЗВОДСТВЕ  
ЖЕЛЕЗОРУДНОЙ ПРОДУКЦИИ**

*Жибоедов Ю.В. (АО «Лебединский ГОК», zhiboedov\_u\_v@lebgok.ru),  
Горбатенко В.Д. (АО «Лебединский ГОК», gorbatenko\_v\_d@lebgok.ru)*

**Аннотация:** Лебединский ГОК - крупнейшее российское предприятие по добыче и обогащению железной руды и имеет самый крупный в мире карьер по добыче твердых полезных ископаемых. Комбинат расположен в городе Губкине Белгородской области, примерно в 600 километрах на юго-запад от Москвы.

ЛГОК является лидирующим производителем железорудной продукции в России. ЛГОК - единственный производитель горячбрикетированного железа в России и СНГ. Комбинат начал производство этого вида продукции в 2001 году, запустив цех по производству ГБЖ (ЦГБЖ-1) 1,0 миллион тонн в год. В 2007 году ЛГОК завершил строительство второй очереди цеха по производству ГБЖ (ЦГБЖ-2) с производственной мощностью 1,4 миллиона тонн в год. В 2017 году запущена в эксплуатацию третья очередь ГБЖ. В настоящее время производственная мощность ЛГОКа составляет 4,6 миллиона тонн ГБЖ в год.

**Ключевые слова:** месторождения железистых кварцитов, карьер, железорудный концентрат, горячбрикетированное железо.

Лебединский ГОК расположен в г. Губкин Белгородской области. Он входит в холдинг МЕТАЛЛОИНВЕСТ наряду с Михайловским ГОКом, Уральской сталью и Оскольским электрометаллургическим комбинатом. Строительство ГОКа началось в 1967 году на базе Лебединского карьера богатых руд и в 1972 году была введена в эксплуатацию 1я очередь обогатительной фабрики. Далее были построены фабрика окомкования, фабрика дообогащения концентрата, и в 2001 году завод по производству горячбрикетированного железа (90,2%). В 2017 году была запущена третья установку ГБЖ.

Сырьевой базой комбината является Лебединское месторождение железистых кварцитов, которое относится к железорудной провинции Курской магнитной аномалии.

Железные руды приурочены к кристаллическому фундаменту, и перекрыты горизонтально залегающим осадочным чехлом, который представлен песком, мелом, суглинками. Мощность осадочного чехла достигает 140м.

На месторождении развиты два главных типа руд: бедные, и богатые.

Бедные руды имеют сложное, многопластовое строение, представлены железистыми кварцитами и имеют мощность до 250 м.

Богатые руды связаны с древней корой выветривания железистых кварцитов, по сути являются продуктом их природного обогащения.

На сегодняшний день они в основном отработаны.

Весной 2018 года был произведен пересчет запасов железных руд. На сегодняшний день балансовые запасы железистых кварцитов составляют – 8,2 млрд.т.





*Рисунок 1. Производственные мощности Лебединского ГОКа.*

Производственные мощности комбината расположены компактно, на небольшой территории площадью 90 км<sup>2</sup>. В непосредственной близости от карьера находятся перерабатывающие комплексы, отвалы пустых пород, хвостохранилище (Рисунок 1).

В карьере АО «Лебединский ГОК» система отработки транспортная с внешним отвалообразованием. Разработка месторождения производится поуступно с применением одноковшовых экскаваторов с погрузкой в забое в железнодорожный и автомобильный транспорт. Добыча полезного ископаемого и скальных вскрышных пород осуществляется с предварительным рыхлением буровзрывным способом:

Технологическая схема добычи включает следующие основные технологические процессы:

- Проведение буровзрывных работ;
- Экскаваторная погрузка из забоя в автомобильный транспорт и транспортировка на перегрузочные площадки;
- Далее с перегрузочных пунктов погрузка в железнодорожный транспорт;
- Транспортировка полезного ископаемого на переработку, пустой породы в отвалы.

На сегодняшний день уровень добычи составляет 51,1 млн тонн в год.

Добытая руда поступает на Фабрику обогащения где методом мокрой магнитной сепарации производит магнетитовый концентрат с содержанием железа 68,4%. Часть его направляется на реализацию внешним потребителям, часть на фабрику окомкования для производства рядовых окатышей, а часть в цех дообогащения, где получают высококачественный концентрат с содержанием железа более 70,0%, который направляется на ОЭМК в виде пульпы. Также из него на ФОК производят офлюсованные окатыши для производства горяче-брикетированного железа.



ГБЖ - высококачественный заменитель металлолома содержание железа общего – более 90%, металлического до 84%.

Его преимущества:

– универсальность использования (*практически во всех технологиях производства стали*)

– стабильность цен при высоком спросе по сравнению с производством чугуна более низкая себестоимость, преимущество с точки зрения экологии.

– качество – ГБЖ по сравнению с ломом не имеет примесей цветных металлов.



*Рисунок 2. Карьер Лебединского ГОКа.*

Карьер Лебединского комбината крупнейший среди негорючих ПИ – длина 5,5 км; ширина – 3,5 км; глубина – 440м. (*Рисунок 2*)

### **Литература:**

1. Техничко-экономическое обоснование постоянных разведочных кондиций для подсчёта запасов полезных ископаемых Лебединского и Стойло-Лебединского месторождений. Белгород. 2017. ОАО «ВИОГЕМ».
2. Пересчёт запасов полезных ископаемых Лебединского месторождения. Белгород. 2017. ОАО «ВИОГЕМ».
3. «ОАО «Лебединский ГОК» «Технический проект разработки Лебединского и Стойло-Лебединского месторождений». Белгород. 2018. ООО «ЦГР».



## ВЛИЯНИЕ БУРОВОГО РАСТВОРА НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОХОДКИ СКВАЖИН

Арте́м Викторович\* (МГРИ, гр. МНД 18-2, zhucartem@gmail.com)

Научный руководитель: профессор Григорьев Михаил Иванович (МГРИ)

**Аннотация:** Первичное вскрытие продуктивных отложений бурением с использованием определенных типов буровых растворов является решающим фактором успешного освоения и дальнейшей разработки нефтяных и газовых месторождений. Этому вопросу уделяется большое внимание, но до последнего времени наиболее качественное вскрытие было возможно при использовании растворов на основе жидких углеводородов, а при оценке промышленной категории месторождений эти системы являются основными.

**Ключевые слова:** Буровые растворы, улучшение энергетических показателей при бурении, состав буровых растворов, свойства буровых растворов.

Реагенты, снижающие вязкость раствора-это окзил, нитролигнин и сунил.

Реагенты специального назначения – каустическая сода, кальцинированная сода, жидкое стекло, поваренная соль, известь, хроматы и бихроматы.

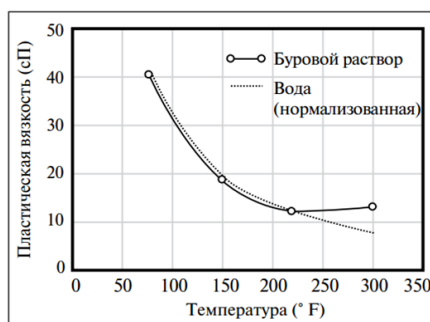
Каустическая сода NaOH используется в основном для приготовления нитролигнина.

Кальцинированная сода применяется для улучшения диспергирования глин при приготовлении глинистого раствора, снижая при этом водоотдачу, вязкость и статическое напряжение сдвига раствора.

Жидкое стекло позволяет изменять вязкость и статическое напряжение сдвига в довольно широких пределах. Если требуется незначительно увеличить статическое напряжение сдвига, то жидкое стекло нужно добавить не более 0,75% к объему глинистого раствора. При добавлении к глинистому раствору 2,5 – 3% жидкого стекла можно получить высоковязкий раствор с большим статическим напряжением сдвига, пригодный для борьбы с поглощениями.

Нефть (дизельное топливо) добавляют в приемные емкости буровых насосов, содержащие глинистый раствор. Хорошее перемешивание смеси достигается после двух-трех циклов покачивания ее по циркуляционной системе.

### Водоотдача буровых растворов



**Рисунок 1.** Термическое разжижение раствора на водной основе по сравнению с водой.



Водоотдача – способность раствора при определенных условиях отдавать воду пористым породам. При бурении скважины глинистый раствор под влиянием перепада давления проникает в поры пластов и со временем закупоривает (глинизирует) их. Образовавшаяся на стенке скважины глинистая корка препятствует проникновению в пласты даже очень малых частиц глины, но не задерживает воду, отделяющуюся от глинистого раствора.

Если применяется глинистый раствор низкого качества, то на стенке скважины образуется толстая, рыхлая и неплотная глинистая корка, через которую отфильтровывается вода в пласт. Образование толстой глинистой корки сужает ствол скважины, что может вызвать прилипание (прихват) буровой колонны. Кроме того, проникновение отфильтрованной воды в породы может привести к их набуханию и обвалам. В связи с этим всегда стремятся максимально снизить водоотдачу глинистого раствора.

### **Статистическое напряжение сдвига**

При бурении скважины глинистый раствор подвержен воздействию частиц выбуренной породы, пресных и минерализованных пластовых вод, температуры и давления, что, как правило, приводит к изменению параметров раствора в худшую сторону, и дальнейшее бурение без принятых мер становится невозможным. Во избежание этого в глинистый раствор добавляют химические реагенты, условно подразделяющиеся на три группы: реагенты – понизители водоотдачи, реагенты – понизители вязкости и реагенты специального назначения. Кратко рассмотрим наиболее распространенные реагенты каждой группы.

### **Реагенты-понизители водоотдачи**

Из этих реагентов наиболее широко применяют углещелочной реагент (УЩР), сульфит-спиртовую барду (ССБ) и карбоксиметилцеллюлозу (КМЦ).

Углещелочной реагент получают из бурого угля и каустической соды (NaOH), в результате реакции которых образуются натриевые соли гуминовых кислот – гуматы натрия, являющиеся вместе с избытками каустической соды основными активными веществами реагента. Вследствие избытка каустической соды расщепляются глинистые частицы. Всегда имеющаяся в глинистом растворе физически связанная вода расходуется на обволакивание вновь образовавшихся частиц и утолщение существующих гидратных оболочек, это приводит к уменьшению водоотдачи. Одновременно с этим на поверхностях глинистых частиц адсорбируются гуматы натрия, что приводит к интенсивному утолщению гидратных оболочек. В результате способность к слипанию глинистых частиц резко падает, статистическое напряжение сдвига уменьшается. Поэтому глинистые растворы, чрезмерно обработанные углещелочными реагентами, в связи с высокой дисперсностью глинистых частиц становятся вязкими, но бесструктурными.

Сульфит-спиртовая барда – отход целлюлозной промышленности. Содержащиеся в ней лигносульфоновые кислоты и их соли хорошо снижают водоотдачу глинистых растворов, подвергшихся воздействию минерализованных пластовых вод. Активность ССБ как понизителя водоотдачи пропорциональна количеству ее в растворе. Расход реагента обычно велик и достигает 50% от объема обрабатываемого раствора. Действие



ССБ на глинистые растворы, не содержащие минерализованных вод, менее эффективно. Однако некоторого снижения водоотдачи при одновременном уменьшении вязкости можно достигнуть и при обработке пресных растворов.

В последнее время широко применяют конденсированную сульфит-спиртовую барду (КССБ). Этот реагент – продукт конденсации ССБ, формалина, фенола, хромата, серной кислоты с последующей нейтрализацией NaOH. Применяется он для снижения водоотдачи пресных (снижается и вязкость) и минерализованных растворов. В зависимости от марки КССБ реагент применяют для обработки растворов, имеющих температуру 130 – 180° С.

Карбоксиметилцеллюлоза предназначена для обработки сильно минерализованных глинистых растворов, однако с успехом применяется и для снижения водоотдачи глинистых растворов, не содержащих солей. Этот реагент представляет собой натриевую соль целлюлозно-гликолевой кислоты и получается при переработке древесины.

Хорошо снижает водоотдачу и повышает вязкость пресных растворов, но снижает водоотдачу и резко уменьшает вязкость минерализованных растворов. Чем больше степень минерализации раствора, тем больше следует добавлять реагента. КМЦ – универсальный реагент, который активно улучшает почти все параметры глинистого раствора. Раствор, обработанный КМЦ, сохраняет свои свойства в условиях продолжительного влияния температуры до 160 – 180°

### **Заключение.**

Бурение с промывкой эмульсионным глинистым раствором позволяет уменьшить толщину и липкость глинистой корки, образующейся на стенке скважины, следовательно, снизить опасность прилипания (прихвата) буровой колонны к стенке скважины и поэтому улучшить условия ее эксплуатации. Благоприятные условия создаются и для работы долота на забое скважины, что способствует сокращению числа долот на скважину и увеличению скорости бурения.

Однако растворам этим присущи и недостатки: повышенная стоимость, разрушение нефтью резиновых деталей турбобуров и насосов, отрицательное воздействие на отбираемый керн, пожароопасность, загрязнение буровой.

При разбуривании аргиллитов, сланцевых глин, соленосных пород с промывкой скважины жидкостью на водной основе под воздействием отфильтрованной из раствора воды, как правило, происходят осыпи, обвалы пород и растворение соленосных пород. В этих условиях желательно использовать промывочные жидкости, не имеющие в основе воду. Такие жидкости следует применять и при бурении в продуктивных пластах, так как не следует допускать загрязнения коллекторов отфильтрованной водой.

Промывочные жидкости на неводной основе – сложная многокомпонентная система, в которой дисперсионной средой являются жидкие нефтепродукты, чаще всего дизельное топливо. Поэтому их называют растворами на углеводородной основе.



Наиболее распространены известково-битумные растворы (ИБР), в состав которых входят дизельное топливо, битум окись кальция, поверхностно-активное вещество и небольшое количество воды. Для повышения плотности ИБР, если это необходимо, в раствор добавляют барит, имеющий большую плотность.

### **Литература**

- 1.Амиян В.А., Амиян А.В. Повышение продуктивности скважин. - М.: Недра, 1986
- 2.Рязанов Я.А. «Энциклопедия по буровым растворам» 2005.
- 3.Гмид Л.П. Изучение физических свойств пористых сред.- М: Недра,1990.- 418с.
4. Повышение энергоэффективности разведочного бурения посредством автоматического регулирования работы теплоутилизационных установок. Головин С.В., Меркулов М.В., Косьянов В.А. Горный журнал. 2018. № 11. С. 51-55.
- 5.Смехов Е.М. Трещинные коллекторы нефти и газа.- М.: Недра, 1993.- 148с.



## **ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ ПРИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТАХ**

*Забунув А. С.\* (ФГБОУ ВО "Санкт-Петербургский горный университет",  
sasha-zabunov@mail.ru),*

*Сычев Ю. А. (ФГБОУ ВО "Санкт-Петербургский горный университет",  
ya\_sychev@mail.ru)*

**Аннотация** В статье рассматривается возможность и целесообразность применения концепции распределенной генерации от альтернативных и возобновляемых источников энергии при геологоразведочных работах. Проведен анализ основных параметров и дана классификация основных типов альтернативных и возобновляемых источников энергии, включая ветрогенераторы, солнечные панели и микротурбинные установки, работающие на природном и попутном нефтяном газе.

**Ключевые слова** распределенная генерация, альтернативный, возобновляемый, автономный, геологоразведочные работы.

В наши дни все большее распространение получает концепция распределенной выработки электроэнергии. Данная концепция подразумевает строительство дополнительных источников электроэнергии в непосредственной близости от потребителей. При этом, как правило, потребитель не отключается от общей сети электроснабжения [1,2]. В данной работе рассматривается применение следующих дополнительных источников энергообеспечения: солнечных панелей, ветрогенераторов и микротурбинных установок, работающих на природном или попутном нефтяном газе.

В условиях геологоразведочных работ представляется целесообразным и эффективным использование технологий распределенной генерации в связи со следующими причинами: удаленность от централизованных энергосистем, отсутствие необходимости в большой мощности по сравнению с другими отраслями промышленности, постоянное перемещение фронта работ, сложность доставки топливных ресурсов. При этом необходимо рассмотреть и классифицировать основные виды источников распределенной генерации с точки зрения возможности их применения для геологоразведочных работ.

Солнечные панели разделяются на несколько категорий по следующим параметрам и факторам:

Типу устройства: жесткие фотоэлектрические модули, гибкие солнечные панели

Жесткие фотоэлектрические модули являются более старыми и классическими вариантами солнечных панелей. Их преимуществом можно назвать простоту конструкции и стоимость, к преимуществам гибких солнечных панелей можно отнести универсальность, размер, вес, удобство в эксплуатации, но они имеют меньшую производительность по сравнению с жесткими фотоэлектрическими модулями [3].

Типу рабочего фотоэлектрического слоя: кремниевые (монокристаллические, поликристаллические, аморфные, концентраторные), полимерные, органические.

Кремниевые фотоэлектрические модули подразделяются на монокристаллические, поликристаллические и солнечные панели из аморфного кремния. Монокристаллические кремниевые панели имеют ряд достоинств, например, высокий КПД, компактность, долговечность, но они чувствительны к загрязнению и имеют более высокую стоимость. Поликристаллические солнечные панели имеют лучшие показатели в условиях рассеянного света, имеют меньшую, чем у



монокристаллических панелей стоимость, однако им необходимо большее пространство для размещения и имеют меньший КПД. Солнечные панели из аморфного кремния являются самыми эффективными в условиях северных районов. Также у такого типа солнечных панелей не снижается эффективность при высоких температурах [4,5].

Полимерные солнечные батареи – это довольно новая технология, она была разработана в 1992 году. Они легки по сравнению с кремниевыми фотоэлектрическими модулями, гибки, экологичны, дешевле кремниевых фотоэлектрических модулей, но имеют серьезный недостаток – значительный эффект деградации, а также довольно низкий КПД [6].

Органические солнечные батареи в отличие от технологии, используемой при изготовлении кремниевых фотоэлектрических модулей, используют углерод в качестве сырья и отличаются своей структурной гибкостью, что делает их пригодными для использования на самых разных поверхностях. К их достоинствам можно отнести более низкие затраты на техническое обслуживание, меньшее энергопотребление в процессе производства, упрощенную логистику и полную переработку использованных материалов, но КПД органических фотоэлектрических модулей ниже, чем КПД кремниевых.

Ветрогенераторы подразделяются на установки с вертикальной осью вращения (с ротором Савониуса, с ортогональным ротором (Дарье, геликоидным, многолопастным)) и с горизонтальной осью вращения (однолопастные, двухлопастные, трехлопастные и многолопастные) [7].

Установка с ротором Савониуса обладает высоким пусковым крутящим моментом и способен эффективно работать при низкой скорости ветра, но имеет низкий КПД и высокую материалоемкость. Ветрогенератору с ротором Дарье не требуется устройство ориентации и он прост в изготовлении, а также не настолько шумен как установки с горизонтальной осью вращения. Однако такие ветрогенераторы обладают рядом недостатков: большой срок окупаемости, отсутствие точной математической модели, описывающей работу ротора и значительные нагрузки на мачту. Установки с геликоидным ротором выдерживают высокие эксплуатационные нагрузки и имеют длительный срок службы, но имеют такие серьезные недостатки, как повышенный шум, сложная технология изготовления и высокая цена. Ветрогенераторы с многолопастным ротором могут работать с низкими скоростями ветра и имеют высокий КПД, но они металлоемки и имеют высокую стоимость [8,9].

Однолопастная установка имеет высокую скорость вращения и меньшую, чем для всех остальных видов ветрогенераторов с горизонтальной осью вращения, цену. Однако такая конструкция обладает большим гироскопическим эффектом и низкой номинальной мощностью. Скорость вращения двухлопастных ветрогенераторов также довольно высока, но все же меньше, чем у вышеописанной установки. Основным достоинством двухлопастного ветрогенератора является уравновешенность ротора при любом угловом положении лопастей (т.к. количество лопастей четное). Трехлопастной ветрогенератор – самый распространенный вид горизонтальных ветрогенераторов. Он получил такое распространение из-за того, что его соотношение между крутящим моментом и скоростью вращения считается оптимальным. Также к его достоинствам можно отнести большую номинальную мощность [10,11].

Микротурбинные установки разделяются на: генерирующие (только электроэнергию), когенерирующие (тепло и электроэнергию) и тригенерирующие (тепло, холод, электроэнергия). Генерирующие микротурбинные установки являются экологичными, надежными и имеют низкие эксплуатационные затраты, низкий уровень шума, однако наиболее эффективны только в режиме постоянной эксплуатации и, в





отличие от солнечных и ветряных электростанций, для их работы необходимо топливо. Когенерирующими микротурбинными установками называются установки, в которых одновременно генерируются два вида энергии – электроэнергия и тепловая энергия, которую получают за счет утилизации тепловых потерь газовой микротурбины. Такой тип микротурбин также экологичен, имеет низкий уровень шума и обладает высоким коэффициентом использования топлива (до 85%). Тригенерирующие микротурбинные установки – это самое современное и эффективное технологическое решение среди всех микротурбинных установок, которое базируется на совместном производстве и обеспечении потребителя тремя видами энергетических ресурсов: электроэнергией, тепловой энергией и холодом для технологических нужд. Их коэффициент использования топлива выше по сравнению с когенерирующими установками (может превышать 90%), но также их отличает более высокая цена [12,13].

Также в данной работе была проведена классификация источников питания по мощностям, представленная на рисунке 1. Солнечные панели имеют следующий диапазон мощностей: от 30 до 390 Вт, в то время как микротурбинные установки могут вырабатывать от 12 до 1000 кВт. Но самым широким диапазоном мощностей обладают ветрогенераторы: от 0,5 до 7500 кВт [5,14].



Рис. 1 Классификация технологий распределенной генерации

С учетом рассмотренных типов источников распределенной генерации, их достоинств и недостатков, а также условий ведения геологоразведочных работ и требований по потребляемой мощности необходимо производить обоснованный выбор структуры системы автономного электроснабжения, ее режима работы, состав источников.



### **Литература**

1. Налбандян Г.Г., Жолнерчик С.С. Ключевые факторы эффективного применения технологий распределенной генерации в промышленности // Стратегические решения и риск-менеджмент. 2018. №1. С. 80-87
2. Трачук А.В., Линдер Н.В. Технологии распределенной генерации: эмпирические оценки факторов применения // Стратегические решения и риск-менеджмент. 2018. №1. С. 32-48
3. Казанский А.Г. Тонкопленочные кремниевые солнечные элементы на гибких подложках // РЭНСИТ. 2015. Т7 №1. С. 17-24
4. Алешин А.Н. Солнечные элементы на основе полимерных и композитных (органиканоорганика) материалов // Инновации. 2012. №7. С. 96-108
5. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: учебное пособие. – М.: КНОРУС, 2010. – 232 с.
6. Фаренбрух А., Бьюб Р. Солнечные элементы: Теория и эксперимент/ Пер. с англ. под ред. М. М. Колтуна. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 280 с.
7. Грибач Ю.С., Егорычев О.О., Кургузова Е.В. Ветер – альтернативный источник энергии // Силовое и энергетическое оборудование. Автономные системы. 2019. Т. 2. Вып. 1. С. 40-49
8. Дайчман Р.А. Выбор ветроустановок для систем автономного электроснабжения // Молодой ученый. 2015. №24. С. 117-121
9. Чижма С.Н., Молчанов С.В., Захаров А.И. Критерии выбора типа ветроустановок для мобильных ветро-солнечных электростанций // Вестник Балтийского федерального университета им. И. Канта. Серия: Физико-математические и технические науки. 2018. №1. С. 53-62
10. Хлюпин П.А., Испулаева Г.Н. Разработки алгоритма выбора автономной системы электроснабжения на основе ветрогенераторных установок // Силовое и энергетическое оборудование. Автономные системы. 2019. Т. 2. Вып. 1. С. 8–16
11. Лятхер В.М., Кирпичникова И.М., Соломин Е.В. Ортогональная сбалансированная ветроэнергетическая установка малой мощности // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. 2013. Т. 13. №1. С. 63-69
12. Рассохин В.А., Забелин Н.А., Матвеев Ю.В. Основные направления развития микротурбинных технологий в России и за рубежом // Научно-технические ведомости СПбПУ. Естественные и инженерные науки. 2011. №4. С. 41-51
13. Микротурбинные установки Capstone. – URL: [http://promprivod.ru/useruploads/files/bpc/capstone\\_brochure5.pdf](http://promprivod.ru/useruploads/files/bpc/capstone_brochure5.pdf)
14. Simon P. Philipps, Andreas W. Bett, Kelsey Horowitz, Dr. Sarah Kurtz Current status of concentrator photovoltaic (CPV) technology 1.3 // Fraunhofer ISE/NREL. 2017. URL: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/cpv-report-ise-nrel.pdf>



## **ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЗАМЕНЫ АВТОТРАНСПОРТА НА КОМБИНИРОВАННЫЙ АВТОМОБИЛЬНО-КОНВЕЙЕРНЫЙ ТРАНСПОРТ ДЛЯ УСЛОВИЙ КАРЬЕРА «АФАНАСОВО» ВО ВЛАДИМИРСКОЙ ОБЛАСТИ**

*Кочкина Е.В. (МГРИ, elizaveta-kochkina00@rambler.ru),  
Буянов М.И. (МГРИ, buyanov08@mail.ru), Маслова М.В. (ООО  
«ЭкоПроектКарьер», rita.maslova2014@yandex.ru)*

**Аннотация.** Произведена оценка двух видов транспорта по показателям выбросов парниковых газов.

**Ключевые слова:** конвейерный транспорт, выбросы парниковых газов, сравнительная оценка

Одна из важнейших современных проблем, которая требует решения – это глобальное изменение климата, главной причиной которого является антропогенный фактор. Последствиями изменений являются непредсказуемость погодных условий, повышение уровня моря, повышенный риск природных катастроф. Все эти проблемы планетарного масштаба требуют принятия решительных мер уже сегодня, чтобы не потребовалось больших затрат и усилий в будущем.

В октябре 2018 года МГЭИК (Межправительственная группа экспертов по изменению климата) опубликовала Специальный доклад о глобальном потеплении на 1,5 °С. [1]

В докладе рассмотрен ряд последствий изменений климата, которых можно было бы избежать, ограничив глобальное потепление, которое требует «быстрых и далеко идущих» переходных процессов, касающихся земельных, энергетических, промышленных систем. Глобальные выбросы двуокси углерода (CO<sub>2</sub>), вызванные деятельностью человека, необходимо будет сократить в ближайшие годы, что позволит сбалансировать все остающиеся выбросы.

Одним из существенных источников выбросов являются двигатели внутреннего сгорания. Несмотря на высокую востребованность и эффективность таких двигателей, мировая общественность постепенно склоняется к варианту с переходом на электромобили. Но эффективность и экономичность для грузовых автомобилей, несомненно, на стороне дизельных двигателей. Это, в свою очередь, ставит новые задачи для проектировщиков в горном деле в том числе.

В настоящее время необязательно дожидаться создания высокопроизводительных электромобилей для транспортировки пород при отработке месторождений. К числу конкурирующих с автотранспортом технологических транспортных систем, возможных для применения на горном предприятии, рассматриваются: железнодорожный транспорт, подвесные воздушно-канатные дороги и конвейерный транспорт.

Для решения глобальных проблем нужно показать ее решение на локальном уровне.

В качестве примера были произведены расчеты программой «АТП-Эколог» в рамках одного участка Афанасово-Желдыбинского месторождения. Это позволит оценить эффект в сфере охраны окружающей среды от замены автотранспорта конвейерным транспортом. Экономический эффект от подобной замены был оценен как положительный. [2]

В целом конвейерный транспорт имеет следующие характеристики:



- Высокая производительность и возможность увеличения производительности работающего в комплексе с ним выемочно-погрузочного оборудования за счет повышения коэффициента использования выемочных машин.

- Значительное упрощение организации и повышение безопасности работ, благодаря возможности автоматизации и централизованного управления работой конвейеров, что позволяет снизить влияние «человеческого фактора».

- Незначительное негативное воздействие на окружающую среду. [3]

На данный момент транспортирование полезного ископаемого от карьера до склада производится автомобильным транспортом при помощи автосамосвалов КамАЗ-6520 (20 т) в количестве 8 шт., оснащенных дизельным двигателем модели 740.735-400. Расчетная дальность транспортирования сырья составляет 12 км.

Результаты расчетов по выбросам вредных газов в атмосферу, произведенных в программе «АТП-Эколог», приведены в таблице 1.

Таблица 1

Код в-ва	Название вещества	Макс. выброс (г/с)	Валовый выброс (т/год)
----	Оксиды азота (NO <sub>x</sub> )	0.1200000	0.399168
	В том числе:		
0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	0.0960000	0.319334
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0.0156000	0.051892
0328	Углерод (Сажа)	0.0133333	0.038707
0330	Сера диоксид-Ангидрид сернистый	0.0258667	0.075253
0337	Углерод оксид	0.2480000	0.722373
0401	Углеводороды	0.0346667	0.103058
	В том числе:		
2732	Керосин	0.0346667	0.103058

В целом, за время эксплуатации карьера (13 лет) можно предотвратить выброс в атмосферу отходов до:

- углерода оксид – 9390 кг;

- оксиды азота – 978 кг.

Можно отметить эффективность применения комбинированного автомобильно-конвейерного транспорта не только по экономическим показателям, но и по экологическим.

## Литература

1. В. Массон-Дельмонт, П. Чжай, Г. О. Пёртнер и др. Специальный доклад МГЭИК о последствиях глобального потепления на 1,5 °С выше доиндустриальных уровней и о соответствующих траекториях глобальных выбросов парниковых газов в контексте укрепления глобального реагирования на угрозу изменения климата, а также устойчивого развития и усилий по искоренению бедности. МГЭИК. 2018.
2. Маланина Д.Ю. Выпускная квалификационная работа на тему «Разработка участка Афанасово-Желдыбинского месторождения трепела глинистого в Киржачском районе Владимирской области». МГРИ. 2020.
3. Вержанский А.П., Дмитриев В.Г. Специальные ленточные конвейеры. Горная книга. 2019.
4. Лимитовский А.М., Косьянов В.А. Учебник для вузов / Москва, 2009. (Издание 4-е). Электрооборудование и электроснабжение геологоразведочных работ.



## МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ КПД ДВС КАРЬЕРНОГО САМОСВАЛА ПУТЁМ УЧЁТА КОНСТРУКТИВНЫХ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ФАКТОРОВ

Фоменко А.А. (МГРИ, Foma26199622@mail.ru),  
Меркулов М.В. (МГРИ, mvm.07@mail.ru)

### Аннотация

В докладе рассмотрена проблема низкого значения КПД ДВС карьерных самосвалов и описаны некоторые методы его повышения.

**Ключевые слова:** двигатель внутреннего сгорания, коэффициент полезного действия, удельный расход, сопротивление.

Несмотря на широкое распространение ДВС в качестве привода карьерного самосвала, он имеет серьёзный недостаток – небольшое значение КПД – не больше 40% при использовании дизельного топлива. Невысокое значение этого параметра приводит к повышенному удельному расходу топлива, т.к. используется оно не совсем рационально. Наиболее актуальна эта проблема для тяжёлой техники, работающей на дизельных двигателях, в частности – для карьерных самосвалов. Рационализация использования топлива при работе ДВС за счёт снижения общего расхода топлива карьерным автотранспортом за смену является перспективным методом экономии материальных и финансовых ресурсов на горном предприятии,

Общий расход топлива можно определить по формуле:

$$Q_z = \frac{g_e (G + qk_z) \sum_{m=1}^{m=n} (L_m \omega_m) + \sum_{j=1}^{j=p} (L_j (\omega + i)_j)}{27 * 10^4 \eta_m \rho} \quad (1)$$

где:

$g_e$  - удельный расход топлива двигателем, г/кВт\*ч

$G$  - собственный вес транспортного средства, Н

$q$  - грузоподъёмность транспортного средства, Н

$k_z$  - коэффициент использования грузоподъёмности

$L_m$  - длина пути следования самосвала по трассе с нулевым уклоном, км

$\omega_m$  - суммарное сопротивление качению по трассе с нулевым уклоном, Н

$L_j$  - длина пути следования самосвала по трассе с уклоном  $i$ , км

$(\omega + i)_j$  - суммарное сопротивление качению по трассе с уклоном  $i$ , Н

$m$  – число участков с нулевым уклоном



$j$  – число участков с уклоном  $i \neq 0$

$\eta_m$  - КПД трансмиссии

$\rho$  – плотность топлива, кг/м<sup>3</sup>

Все параметры, входящие в формулу (1) можно разделить на две группы:

- конструктивные - параметры, зависящие от внутренних характеристик двигателя и конструктивных особенностей автотранспорта:  $g_e, \eta_m, \rho, G, q, k_z$ ;

- эксплуатационные – параметры, обусловленные системой разработки и условиями эксплуатации:  $L_m, \omega_m, L_j, (\omega + i)_j$ .

Анализируя формулу (1) нетрудно заметить, что для снижения общего расхода топлива необходимо снизить определённые параметры. Однако некоторые из них ( $G, q, k_z$ ) жёстко связаны с системой разработки, и поэтому осуществить их регулировку, не изменив при этом условия эксплуатации, не представляется возможным.

Плотность топлива, как и КПД трансмиссии, имеют мало отличающиеся между собой значения, поэтому их изменения минимально влияют на расход топлива

Таким образом, среди параметров первой группы целесообразно проанализировать лишь значение удельного расхода топлива двигателем.

Среди параметров второй группы рационально определить влияние только значения  $\omega_m$  и  $(\omega + i)_j$ , т.к. длина транспортировки определяется также системой разработки и эксплуатационным расчётом.

Как было сказано выше, двигателям внутреннего сгорания свойственно низкое значение эффективного КПД, что приводит к повышенному расходу топлива. Взаимосвязь между этими двумя параметрами можно выразить формулой:

$$g_e = \frac{3600}{H_i \eta_e}, \quad (2)$$

где:  $\eta_e$  - эффективный КПД двигателя

$H_i$  - низшая теплота сгорания топлива, её значение принимают равным 42500 кДж/кг

Зависимость между этими двумя параметрами приведена на графике (рис.1) ниже:

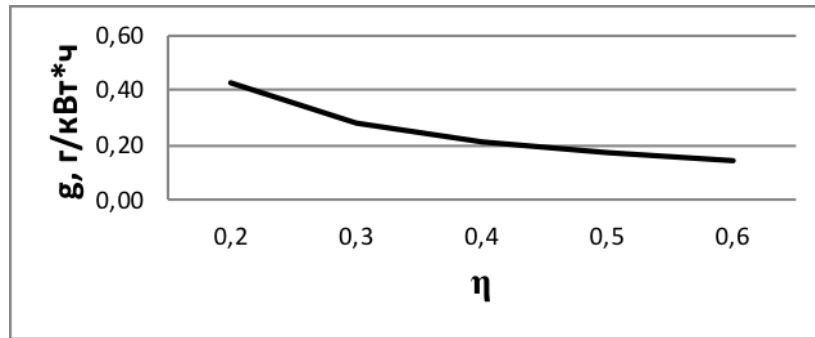


Рис.1. Зависимость расхода топлива от КПД.

Увеличение эффективного КПД на 1%, в идеальном случае, уменьшит удельный расход примерно на 30-40 г/кВт\*ч.

В последние годы возрастает спрос на самосвалы большой грузоподъёмности (св. 100 т). Чтобы сделать их более экономичными, производители стараются минимизировать удельный расход топлива двигателями именно на таких моделях. На графике (рис. 2) отображён удельный расход топлива двигателями карьерными самосвалами компаний Caterpillar (США), БелАЗ (Белоруссия), Liebherr (Германия) и Hitachi (Япония). Примечательно, что последние две компании специализируются на выпуске самосвалов только высокого класса грузоподъёмности.

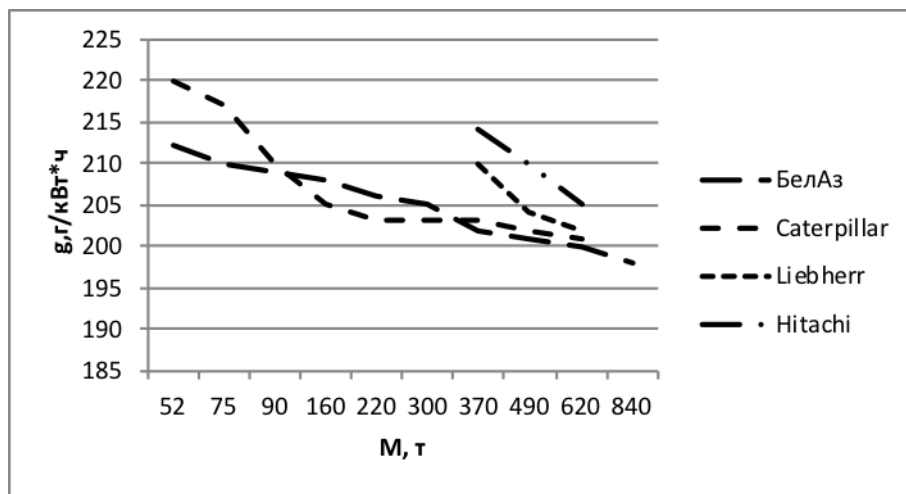


Рис. 2. Удельный расход двигателей карьерных самосвалов

Под массой подразумевается собственная масса транспортного средства плюс вес груза при максимальном коэффициенте использования грузоподъёмности.

Низкое значение КПД двигателя обусловлено наличием трёх видов потерь – тепловых, топливно-эффективных и механических. Каждый тип потерь учитывается своим определённым значением.

Тепловые потери представляют собой отток определённого количества теплоты вместе с отработанными газами в выхлопную систему, или в систему охлаждения, а также из-за лучистого или конвективного теплообмена. Тепловые потери оцениваются с



помощью теплового КПД, который представляет собой отношение общего количества теплоты, произведённого двигателем, к количеству теплоты, преобразованному в полезную работу. Значение данного параметра обычно не превышает 0,65-0,7.

Топливо-эффективные потери заключаются в неполном сгорании топливо-воздушной смеси в цилиндрах из-за несовершенства конструкции двигателя и кривошипно-шатунного механизма (КШМ). Они оцениваются с помощью топливного КПД, и его значение не превышает 0,7.

Механические потери заключаются в потере части теплоты, преобразованной в полезную работу, на привод вспомогательных механизмов, необходимых для нормальной работы двигателя. Данный вид потерь учитывается с помощью механического КПД, значение которого составляет 0,85-0,9.

Таким образом, эффективный КПД определяется произведением трёх значений, из которых наибольшее влияние имеют тепловой и топливный.

На сегодняшний день достаточно эффективным методом снижения тепловых потерь является установка термоэлектрических генераторов на выхлопные коллекторы – данное решение позволяет преобразовывать тепловую энергию отработанных газов в электрическую (КПД преобразования до 30%), которую затем можно направить на питание бортовой электросети или зарядку аккумулятора, тем самым сняв эту функцию с бортового генератора, что повысит также и механический КПД. В результате проведенных исследований предложен способ повышения эффективного КПД ДВС за счёт преобразования в электроэнергию части тепловых потерь с помощью термоэлектрического генератора. Это позволило повысить эффективный КПД на величину до 3%, и снизить удельный расход топлива на величину до 13 г/кВт\*ч, что приведёт к экономии денежных средств порядка 10-17 руб/км.

Проблема неполного сгорания топлива обусловлена двумя факторами – химическим и конструктивным. Химический заключается в нехватке кислорода для горения, а конструктивный – в нехватке времени горения в цикле.

Проблема нехватки кислорода частично решается сложным алгоритмом составления топливо-воздушной смеси, осуществляемым электронным блоком управления двигателя.

С конструктивной стороны наилучшим решением является механизм Аткинсона – специальная конструкция КШМ, позволяющая поршню на доли секунды задерживаться в верхней мёртвой точке (ВМТ), что улучшает процесс горения, однако создаёт дополнительную нагрузку на коленвал, что снижает механический КПД.

При движении транспортного средства ему необходимо преодолевать различные сопротивления, препятствующие перемещению. Они делятся на четыре группы:

- основная сила сопротивления движению – сила, обусловленная наличием силы реакции опорной поверхности и трения;





- сила сопротивления воздушной среды – обусловлена наличием аэродинамического сопротивления;
- сила сопротивления при спуске;
- инерционная сила сопротивления вращающихся масс;

Вместе эти силы составляют суммарную силу сопротивления движению  $P_c$ , то есть:

$$P_c = P_{oc} + P_{в.с.} + P_{сп} + P_{ин} \quad (3)$$

Однако т.к. все эти силы пропорциональны весу транспортного средства, то для удобства их выражают удельными коэффициентами, то есть:

$$\omega_c = \omega_{oc} + \omega_{в.с.} + \omega_{сп} + \omega_{ин} \quad (4)$$

Последние три силы имеют зачастую второстепенное значение, и иногда даже не учитываются.

Самым значительным фактором является основная сила сопротивления, её значение определяется по формуле:

$$\omega_{oc} = \omega_0 G, H \quad (5)$$

$\omega_0$  - удельное основное сопротивление движению, Н/кН

$G$  - вес самосвала, кН

Данный коэффициент ( $\omega_0$ ) показывает, какая часть основной силы сопротивления приходится на единицу веса транспортного средства. Этот коэффициент напрямую зависит от типа покрытия трассы и её назначения, и составляет:

Постоянные дороги		Забойные		Отвальные	
Бетон/асфальт	Щебень/гравий	Скальные породы	Рыхлые	Скальные	Рыхлые
150/200	250/400	400/600	600/1200	900/1200	1200/2000

Таким образом, сила сопротивления зависит от массы транспортного средства и удельного основного сопротивления качению. Данная зависимость отображена на графике (рис. 3).

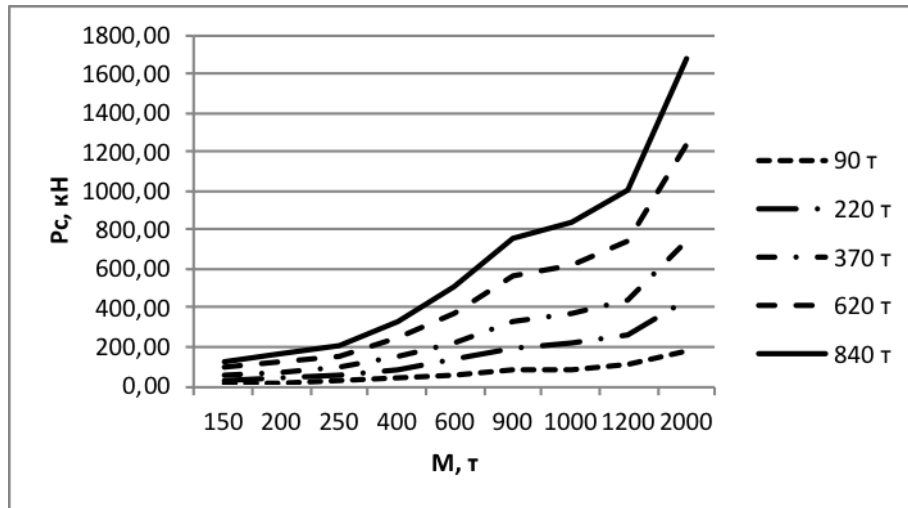


Рис. 3 Зависимость основной силы сопротивления от массы самосвала

Анализируя график, нетрудно заметить, что при снижении массы основная сила сопротивления увеличивается, то есть для порожних самосвалов влияние данного фактора становится более ощутимым. По усреднённым данным, для порожнего транспортного средства значение  $\omega_0$  увеличивается на 25-30%.

В ряде случаев формулу (8) записывают в развёрнутом виде:

$$\omega_{oc} = \omega_0 \sum_{i=1}^{i=n} [G_{ki} + k(G + qk_2)], H \quad (6)$$

где:

$\omega_0$  - удельное основное сопротивление движению, Н/кН

$G$  - вес самосвала без учёта колёс и шин, кН

$G_{ki}$  - вес  $i$ -го колеса с шиной, Н

$G$  - вес транспортного средства без учёта колёс, Н

$q$  – грузоподъёмность, Н

$k_2$  - коэффициент распределения массы – величина, показывающая, какая часть веса ТС приходится на одно колесо

В данной формуле вес колеса с шиной вынесен в отдельный множитель, т.к. помимо собственного веса колеса и шины, он зависит ещё и от давления в шинах, т.е.  $G_{ki} = f(p_{ш})$ . Примечательно, что на дорогах с твёрдым покрытием (бетон, асфальт, скальные породы) при уменьшении давления воздуха в шине коэффициент сопротивления качению повышается. На дорогах же с деформируемым покрытием (пески, рыхлые породы) происходит наоборот, поэтому для каждого типа дороги



рекомендуется определённое давление воздуха в шине, при котором коэффициент сопротивления качению имеет минимальное значение.

Таким образом, для передвижения со скоростью  $v$  транспортного средства весом  $G$ , преодолевая суммарную силу сопротивления  $P_c$ , двигатель самосвала должен затратить некоторую мощность  $N$ , т.е:

$$N = \frac{vP_c}{1000}, \text{ кВт} \quad (7)$$

Скорость движения самосвала на каждом участке определяется эксплуатационным расчётом, и не поддаётся регулировке, поэтому снизив силу сопротивления можно снизить затраты двигателя на перемещение ТС, что приведёт к снижению удельного расхода. Исходя из анализа вышеописанных формул, снизить значение  $P_c$  можно либо уменьшив удельный коэффициент основного сопротивления  $\omega_{oc}$ , либо подобрав оптимальное давление в шинах.

Таким образом, можно сделать следующие выводы:

- с увеличением массы карьерного самосвала удельный расход его двигателя снижается;
- главным фактором, определяющим значение удельного расхода ДВС, является эффективный КПД;
- значение эффективного КПД определяется тремя видами потерь, самые значительные из которых – тепловые и топливно-эффективные;
- расход топлива за смену карьерным самосвалом определяется конструктивными и эксплуатационными факторами, из которых только два при изменении не влияют на разработку месторождения и эксплуатацию ТС - удельный расход ДВС и сила сопротивления движению;
- снизить суммарный расход топлива самосвалом без изменения условий его эксплуатации возможно путём уменьшения удельного расхода топлива ДВС и подбора оптимального соотношения массы ТС и дорожного покрытия;
- снижение удельного расхода ДВС осуществляется в основном конструктивными изменениями двигателя;
- снижение силы сопротивления движению осуществляется с помощью совершенствования дорожного покрытия и контроля давления в шинах;

### Литература

1. М.В. Меркулов, А.Ю. Башкуров – Двигатели внутреннего сгорания: учебное пособие, 2018 г. 76 с



2. П.И. Тарасов ПУТИ ЭКОНОМИИ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА НА КАРЬЕРНОМ АВТОТРАНСПОРТЕ // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал 2008 УДК : 622.684:650,13,004,18
3. Гоц, А. Н. Кинематика и динамика кривошипно-шатунного механизма поршневых двигателей: учеб. пособие / А. Н. Гоц; Владим. гос. ун-т. – Владимир: Редакционно-издательский комплекс ВлГУ, 2005. – 124 с.
4. Вахламов В.К., Шатров М.Г., Юрчевский А. А. Автомобили: Теория и конструкция автомобиля и двигателя. — М.: Издательский центр «Академия», 2003. — 816 с.



## **ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРОВЗРЫВНЫХ РАБОТ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КУМУЛЯТИВНОГО ЗАРЯДА В ПОДЗЕМНЫХ ГОРНЫХ РАЗРАБОТКАХ**

*Умаров Ф.Я. (Алмалыкский Филиал НИТУ «МИСУ», Узбекистан  
farkhodbek.umarov@yandex.ru);*

*Нутфуллоев Г.С. (Алмалыкский Филиал НИТУ «МИСУ», Узбекистан  
gafurcom@mail.ru);*

*Назаров З.С. (Навоийский государственный горный институт, Узбекистан  
gafurcom@mail.ru);*

*Базарова М.А. (Навоийский государственный горный институт, Узбекистан  
gafurcom@mail.ru)*

### **Аннотация**

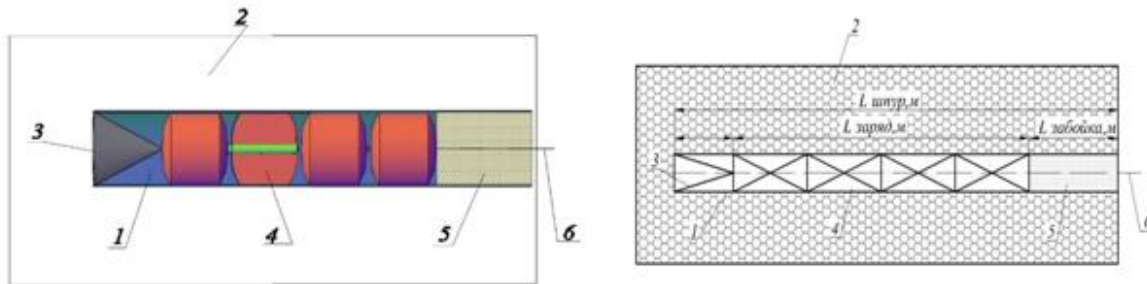
На основе теоретических исследований рекомендуется конструкция шпурового заряда ВВс применением кумулятивного эффекта, позволяющая повысить коэффициент использования шпура (КИШ), снизить объем буровых работ, достичь более четких проектных контуров горных выработок и исключить образование неразрушенной части шпуров («стаканов»). Теоретически исследовано действие шпуровых зарядов ВВ с кумулятивным эффектом, рассмотрена гидродинамическая теория кумуляции и установлены зависимости изменения угла схлопывания кумулятивной облицовки от радиуса конуса, его высоты, начальной скорости и скорости кумулятивной струи. Разработанная конструкция шпурового заряда ВВ с кумулятивным эффектом позволяет повысить КИШ, величину подвигания забоя за цикл и увеличить объем отбитой горной массы.

**Ключевые слова:** шпур, забойка, конструкция, заряд ВВ, кумулятивный эффект, забой, глубина пробития, высота кумулятивной облицовки, детонационная волна.

Повышение эффективности горных работ за счет совершенствования взрывных технологий позволяет обеспечить увеличение темпов и эффективности развития экономики горнодобывающих стран. Современный этап развития буровзрывных работ при проходке подземных горных выработок характеризуется применением высокопроизводительной буровой техники и инструмента, внедрением новых методов и технологий проектирования горных работ и процессов, а также применением безопасных эмульсионных взрывчатых веществ (ЭВВ) и средств инициирования зарядов ВВ. Повышение безопасности горных и взрывных работ вносит свой вклад в развитие горнодобывающих отраслей промышленности [1,2]. Однако, совершенствование горных работ неразрывно связано с повышением эффективности буровзрывного комплекса горнодобывающих предприятий, внедрением современных конструкций скважинных и шпуровых зарядов ВВ. Это очень важно для увеличения длины заходки, повышения коэффициента использования шпуров (КИШ) и других параметров проходки. Отсутствие существенного совершенствования конструкций шпуровых зарядов ВВ снижает эффективность буровзрывного комплекса, который является основой большинства применяемых горных технологий. Необходимо отметить, что ассортимент ВВ, применяемый для подземных горных работ, не обновляется длительное время, а предлагаемые технические решения, как правило, являются сложными в реализации или, требуют дополнительных затрат. Традиционная отбойка пород и руд шпуровыми зарядами, изготавливаемыми из порошкообразных ВВ, в значительной степени исчерпала свои возможности [3,4]. Теоретические



исследования и современные экспериментальные методы позволили получить достаточно полное представление о процессе образования кумулятивной струи [5]. Кумулятивный эффект есть существенное повышение местного действия взрыва в одном направлении. Этот эффект получается при использовании зарядов, имеющих на одном из концов полость – кумулятивную выемку. Если такой заряд инициировать с противоположного конца, то эффект действия в направлении оси выемки оказывается значительно большим, чем при действии обычных зарядов. Если же к тому же поверхность кумулятивной выемки покрыть сравнительно тонкой металлической облицовкой, то пробивное действие такого заряда во много раз увеличится. Предлагаемая конструкция заряда (рис. 1) обеспечивает повышение КПД взрыва, его строгую направленность и повышение КИШ в различных горно-геологических условиях взрывания [6].



**Рис.1** Construction of blasthole charges with the use of cumulative effect.

1 – шпур; 2 –массив горных пород; 3 – конус из металлической облицовки; 4 – заряд ВВ; 5 – забойка; 6 – источник инициирования

**Выводы:** 1. Анализ проведенных исследований показал, что коэффициент использования шпуров (КИШ) является одним из основных критериев качества проведенного взрыва. Взрыв считается неудовлетворительным при КИШ менее 0,65-0,75%, нормальным – 0,80-0,85% и хорошим – 0,90% и выше.

2.Разработана конструкция шпурового заряда ВВ с конической металлической облицовкой с кумулятивным эффектом, позволяющаяповысить КИШ, шаг подвигания забоя за взрыв при проходке подземных горных выработок и увеличить объем горной массы, оторванный за один цикл взрыва.

#### Литература

1. Франтов А.Е. Конверсионные взрывчатые вещества – условия рационального применения в геотехнологиях.–LAP Lambert Academic Publishing, Германия, 2014. – 136с.

2. Франтов А.Е., Бригадин И.В., Тучков Е.Н., Дорошенко С.И. Оsvязиэнергетическихивзрывчатыххарактеристикприоценкедействиявзрываавсложныхг орнотехническихусловиях //Взрывноедело.–2015.№113/70.–С.204-216.

3. Тюпин В.Н., Святецкий В.С. Методика определения параметров БВР при отработке маломощных урановых рудных тел с целью снижения разубоживания //Современные технологии. Системный анализ. Моделирование.- ИрГУПС,2013.- №3(39).С.89-94.

4. Тюпин В.Н., Лизункин М.В., Лизункин В.М. Определение размера зоны разрушения, напряженного трещиноватого горного массива при одновременном взрывании нескольких параллельно сближенных зарядов //Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). -М. :Изд.«Горная книга»,2015.№12.С.46-51.



5. Оверченко М.Н., Мозер С.П., Галушко Ф.И., Луньков А.Г. Развитие схем контурного взрывания для проходки подземных горных выработок //Сборник «Взрывное дело»№115/72,2016г.,С.202–214.

6. Бунин Ж.В., Норов Ю.Д., Нутфуллаев Г.С., Заиров Ш.Ш. Определение глубины разрушения крепкого пропластка в массиве разнопрочных горных пород зарядом взрывчатых веществ с кумулятивным эффектом //Взрывное дело–Москва, №113/70,2015С.133-140.



**ПРЕИМУЩЕСТВА ПРИМЕНЕНИЯ БЕСПИЛОТНЫХ ЛЕТАТЕЛЬНЫХ АППАРАТОВ (БПЛА) ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ СЪЕМОК**

*Валькова Е.Д. (Россия, г. Москва, Российский Государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, veda98@mail.ru);*

*Новиков П.В. (Россия, г. Москва, Российский Государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, noviptr@mail.ru).*

**Аннотация:**

В данной работе рассматривается возможность и преимущества применения беспилотных летательных аппаратов для проведения геофизических работ в современных условиях, проводится сравнение с традиционными геофизическими методами. Одной из принципиальных инноваций, существенно меняющих методику магниторазведки, является появление магнитометрических систем, на базе легких высокоманевренных беспилотных летательных аппаратов (БПЛА) [1]

**Ключевые слова:** беспилотные летательные аппараты, геофизическая съемка, магниторазведка, аэрогеофизика, экономическая эффективность

Магниторазведка - метод решения геологических задач, основанный на изучении земного магнитного поля, а также магнитных свойств горных пород и полезных ископаемых. Существуют несколько модификаций магнитных съемок и измерений, входящих в состав магниторазведки.

1. Площадные и маршрутные съемки геомагнитного поля:
  - а) наземные (пешеходные и автомобильные);
  - б) воздушные (аэромагнитные);
  - в) надводные (гидромагнитные).
2. Измерения геомагнитного поля в буровых скважинах (скважинная магниторазведка) [2]

Основной проблемой поисковых геолого – геофизических работ в области эволюции этих работ является то, что раньше работы проводились государственными предприятиями. До недавнего времени система коммерциализации работ была государственной и являлось многостадийной. Это подразумевает долгое и многолетнее изучения участков работ, что является вполне оправданным и нормальным в масштабах государственных работ по советской схеме. Вследствие чего возникла необходимость в оперативных и эффективных методах поиска и разведки полезных ископаемых. Одним из решений данной проблемы является применение беспилотных летательных аппаратов. (Рисунок 1-2.)





*Рисунок 1. Беспилотный летательный аппарат подготовленный к полету*



*Рисунок 2. Беспилотный комплекс во время проведения работ*

Несмотря на развитие цифровой аппаратуры, совершенствование технических средств позволяющих более качественно оперативно и детально выполнять геолого – геофизическую разведку, принципиальная проблема в постоянной необходимости проводить работы пешеходным способом не является решенной. Пешеходная геофизика всегда должна учитывать человеческий фактор – скорость оператора в зависимости от метода и условий проведения работ, погодные условия, погрешность измерения, физическую подготовку бригады и другие. Учитывая, что с каждым годом требования по экологической безопасности ужесточаются, то многие территории не представляется возможным исследовать традиционными геофизическими методами.

Казалось бы, проблему труднодоступности участков и природных катаклизмов вблизи этих участков может решить применение аэрогеофизических методов. Аэрогеофизика достаточно экономически выгодна и позволяет реализовать съемку в оперативном режиме. Тем не менее, у БПЛА перед аэрогеофизикой есть преимущества:

Аэрогеофизическая съемка предполагает специализированную более сложную технику, а именно самолеты и вертолеты, управление которыми требует наличие в поисковой бригаде высококвалифицированных специалистов – пилотов и авиатехников. В то время как для пилотирования и обслуживания БПЛА не требуется профильного образования, такими навыками может овладеть и штатный рабочий.



Кроме того для авиационной техники необходимо наличие аэродромов и взлетно-посадочных полос. Упираясь в распространенную проблему труднодоступности территорий и сложности рельефа, это не всегда является возможным.

Летом 2019 года лесные пожары в России распространились на территорию около 3 млн га.[3] Участки проведения многих геофизических работ также попали в зону возгорания. Проведение пешеходных съемок в таких случаях не безопасно для человека и в условиях плохой видимости невозможно для аэрогеофизики. Но смог и дым не является такой сильной помехой для беспилотных летательных аппаратов.

Зачастую возникает необходимость в изучении небольших территорий площадью в десятки, максимум первые сотни квадратных километров. Для таких участков использование тяжелой авиации экономически не рационально.

На сегодняшний день, условия проведения работ, особенно на территории Российской Федерации (Дальний Восток и Восточная Сибирь), достаточно сложные: местность сильно залесена, заболочена, труднодоступна и плохопроходима, как для человека, так зачастую и для специализированной техники. Присутствуют так называемые «слепые месторождения», где традиционные рекогносцировочные маршруты по геофизическим, литолого-геохимическим и другим поискам не достаточно эффективны. Но применение беспилотных летательных аппаратов в геофизике позволяет получить информацию о глубинном строении земли не только в невозможных для этого условиях, но также и с достаточно высокой оперативностью и экономической эффективностью. Учитывая на сегодняшний день необходимость юниорского бизнеса в быстром получении информации, этот метод является оправданным в применении.

Даже учитывая всевозможные преимущества применения беспилотных летательных аппаратов, у этого метода существует и ряд недостатков:

-возможность проведения полетов в определенных погодных условиях. Сильный ветер является не только помехой для самого аппарата, но также не дает возможности достоверно производить измерения.

-при падениях высока вероятность повреждений комплекса, которые не всегда возможно устранить в условиях отдаленности от цивилизации.

-при сильном расчленении рельефа телеметрические показатели имеют низкие значения, что ограничивает возможность контроля полета и повышает риск потери аппарата при его падении.

-несовершенство созданных на сегодняшний день полетных контроллеров. Зачастую возникают бракованные партии.

-ограничения по весу используемой аппаратуры

-необходимость наличия определенной документации для проведения полетных миссий. С 12.02.2020 вступило в действие Постановление правительства Российской Федерации №74 от 03.02.2020, которое обязывает исполнительное лицо вести определенный документооборот для регистрации воздушного судна, специализированной разработки плана полета воздушного судна, получения разрешения на использование воздушного пространства, а также ведения дополнительной диспетчерской работы. [4]

В заключение можно сказать, что применение беспилотных летательных аппаратов для решения геофизических задач позволяет решить проблему в геологической отрасли, связанную с необходимостью снижать затраты проводимых работ при приращивании объемов получаемых данных за малый промежуток времени. Тем самым, за один полевой сезон, представляется возможным получить



высокодетальную информацию на опережающем этапе изучения площадей с низкими экономическими затратами и высокой оперативностью, на тех участках, где не всегда оправданно использование традиционных методов геофизики.

### **Литература**

1. Паршин А.В. Методические рекомендации по выполнению маловысотной аэромагнитной съемки //2018. С.32
2. Инструкция по магниторазведке (наземная магнитная съемка, аэромагнитная съемка, гидромагнитная съемка) / М-во геологии СССР.-Л.:Недра, 1981. С. 263
3. Ю. Сапронова Пожары в Сибири. Что важно знать / /РБК 2019
4. Постановление правительства Российской Федерации №74 от 03.02.2020 О внесении изменений в Федеральные правила использования воздушного пространства Российской Федерации/с.4 // 2020



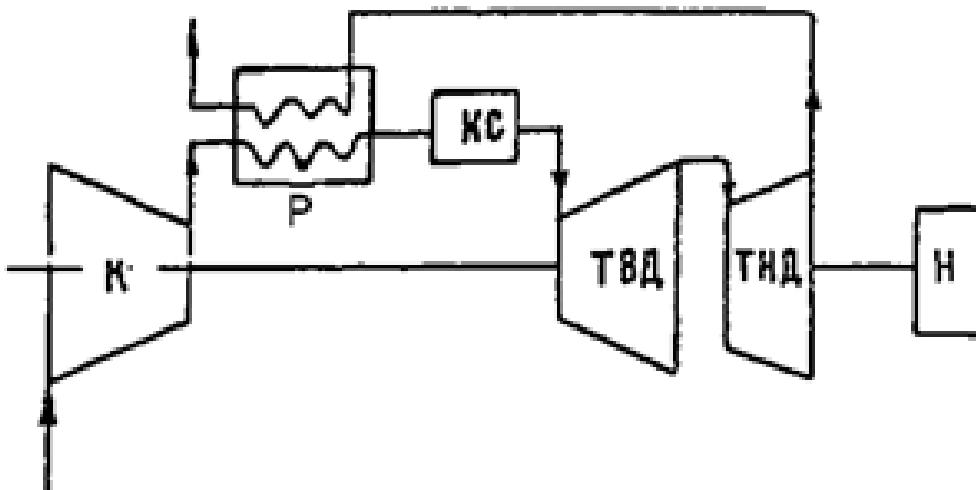
## ПАРОПОРШНЕВАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВТОРИЧНЫХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ

*Рахматуллин И.З. \* (МГРИ, [ilrahman@yandex.ru](mailto:ilrahman@yandex.ru)),  
Меркулов М.В. (МГРИ, [mvm.07@mail.ru](mailto:mvm.07@mail.ru)),  
Денисюк Н.В.*

**Аннотация:** Предложена схема утилизации теплоты выхлопных газов (ВГ) с выработкой электроэнергии с помощью паровой машины, представляет наиболее эффективной в силу высокого КПД теплоэлектрогенераторов. Технология преобразований энергии в теплоутилизационном цикле может быть представлена в виде цепи превращений: внутренняя химическая энергия топлива → тепловая энергия воды и пара → механическая энергия вращения → электрическая энергия.

**Ключевые слова:** геологоразведочные работы, вторичные энергоресурсы, системы утилизации теплоты энергоснабжения

Схему утилизации теплоты ВГ силового агрегата широко применяются в тепловом цикле газоперекачивающего агрегата (ГПА) для подогрева атмосферного воздуха перед его подачей в камеру сгорания, что способствует повышению мощности газотурбинных установок (ГТУ) и повышения значения КИТ (рисунок 1).



*Рисунок 1. Схема утилизация теплоты ГТУ в тракте образования воздушно-топливной смеси*

Решением для комплексного повышения энергоэффективности компрессорной станции (КС) может стать применение в тракте газовыхлопа ГТУ котла-утилизатора для нагрева воды в контуре паровой машины, используемой в качестве привода электрогенератора. Выработанная электроэнергия направляется, в первую очередь, на нужды электроснабжения компрессорной станции.

На рисунке 2 представлена тепловая схема ГПУ, комбинированная с котлом-утилизатором (КУ), паровой машиной (ПМ) и конденсатором (К).

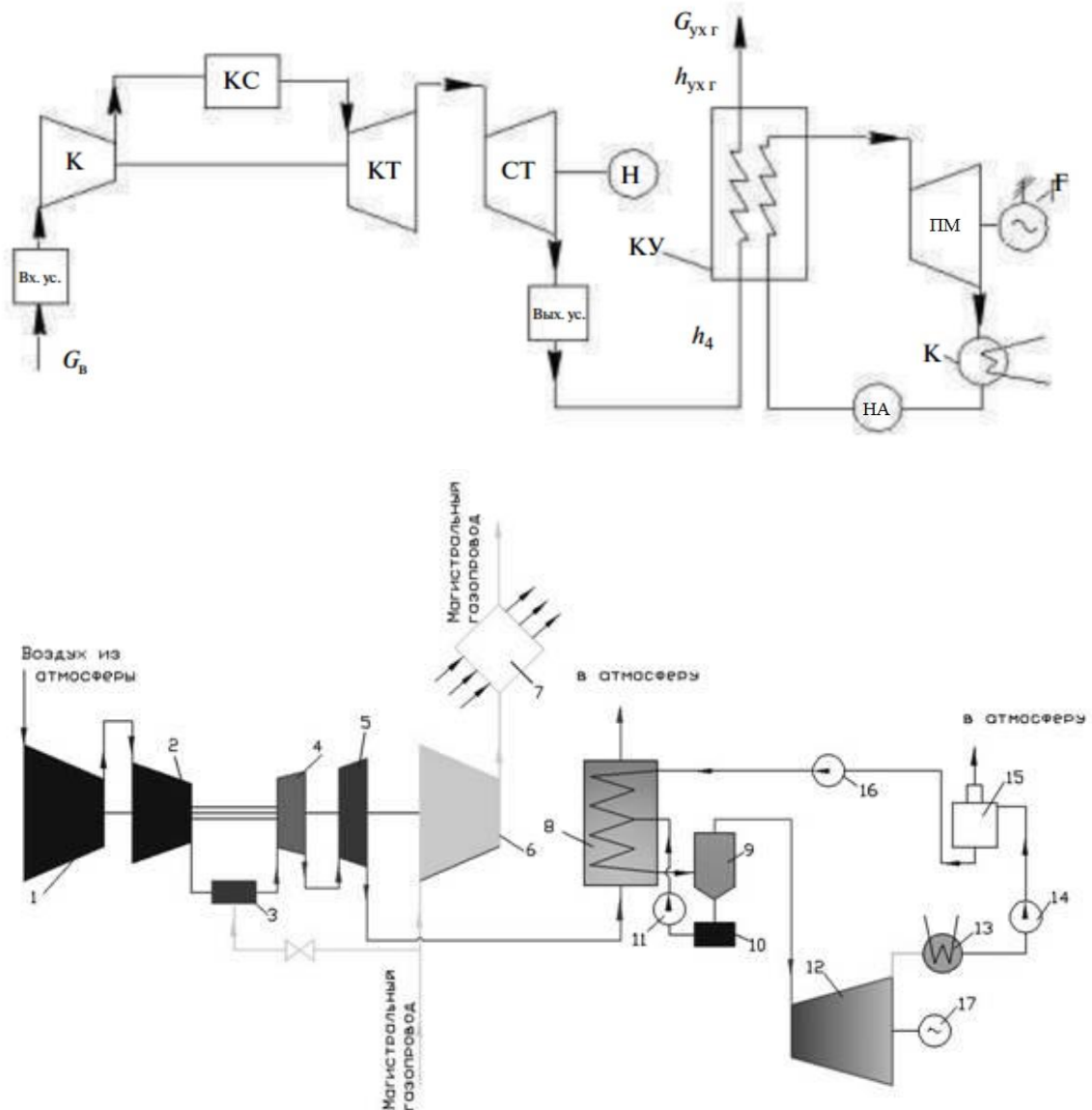


Рисунок 2. Теплоутилизационная схема ГТУ

*К – воздушный компрессор; КС – камера сгорания; КТ – компрессорная турбина; СТ – силовая турбина; Н – нагнетатель; КУ – котел-утилизатор; ПМ – паровая машина; ЭГ – электрический генератор; Кн – конденсатор; НА – питательный насос.*

Выхлопные газы – первичный теплоноситель – после ГТУ поступают в котёл-утилизатор, где отдают свою теплоту вторичному теплоносителю – воде в контуре паровой машины. Пар вторичного теплоносителя после испарителя направляется в паровую машину, которая приводит в действие электрогенератор. После паровой машины пар направляется в конденсатор, где отдаёт остаточную теплоту и переходит в агрегатное состояние воды, затем проходит деаэрацию и питательным насосом снова подается в котёл-утилизатор. Выхлопные газы после котла-утилизатора направляются в атмосферу.

Вырабатываемая электрогенератором электрическая энергия может использоваться для нужд КС в самом широком диапазоне:



- обеспечения электроэнергией имеющих на КС потребителей;
- обеспечения электроэнергией соседних отраслевых потребителей;
- обеспечения электроэнергией сторонних потребителей;
- обеспечение работы нагнетателяс электроприводом;

кроме выработки электроэнергии, ППМ может служить прямым механическим приводом нагнетателя (рисунок 3).

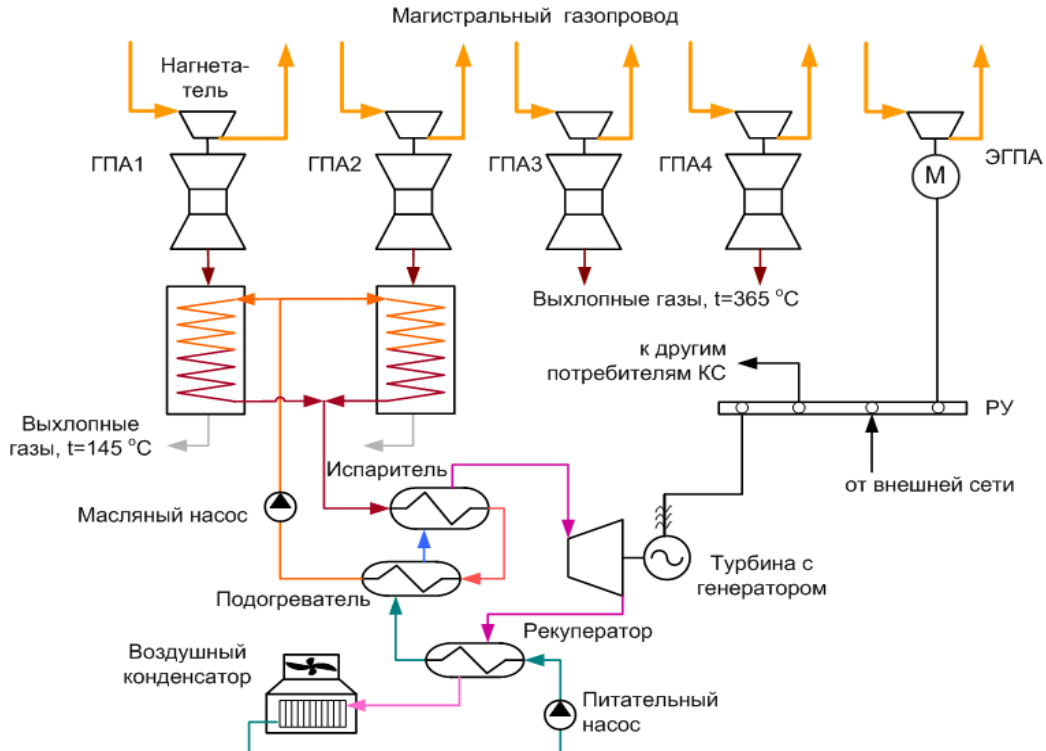


Рисунок 3. Варианты использования электроэнергии от утилизации тепловых ВЭР на КС

Предложенная схема утилизации теплоты ВГ с выработкой электроэнергии с помощью паровой машины представляется наиболее эффективной в силу высокого КПД теплоэлектрогенераторов. Технология преобразований энергии в теплоутилизационном цикле может быть представлена в виде цепи превращений: внутренняя химическая энергия топлива → тепловая энергия воды и пара → механическая энергия вращения → электрическая энергия. Суммарный коэффициент полезного действия равен произведению коэффициентов полезного действия всех названных циклов:

$$\text{КПД} = \text{КПД}_{\text{ХИМ}} \times \text{КПД}_{\text{МЕХ}} \times \text{КПД}_{\text{ЭЛ}}$$

КПД<sub>ХИМ</sub> - коэффициенты полезного действия химического цикла;

КПД<sub>МЕХ</sub> – коэффициент полезного действия механического цикла;

КПД<sub>ЭЛ</sub> - коэффициент полезного действия электрического цикла.

Коэффициенты полезного действия химического цикла составляет около 80 %, электрического цикла – около 90 %. Коэффициент полезного действия идеального механического цикла определяется закономерностями цикла Карно:

$$\text{КПД}_{\text{МЕХ}} = ((T - T^*) / T) \cdot 100\%$$



где  $T$  – температура пара на входе паровой машины;  $T^*$  – температура пара на выходе паровой машины, и обычно не превышает 30 %. Таким образом, суммарный КПД<sub>ут</sub> теплоутилизационного цикла составляет:

$$\text{КПД}_{\text{ут}} = 80\% \times 30\% \times 90\% = 21,6\%$$

### **Литература**

1. Ривкин С.Л. Термодинамические свойства воды и водяного пара: справ. // М.: Энергоатомиздат, 1984. с. 80
2. Щуровский В.А. Газотурбинные газоперекачивающие агрегаты. М.: Недра, 1994.
3. Меркулов М.В. Теплотехника и теплоснабжение ГРП. М., МГГА. 1999.
4. Меркулов М.В., Косьянов В. А., Головин С. В., Г.В. Черезов Система утилизации теплоты передвижных дизельных электростанций при бурении геологоразведочных скважин. Горный журнал. 2017. № 3. С. 70.
5. Меркулов М.В., Косьянов В. А. Повышение эффективности буровых работ на основе совершенствования системы энергоснабжения. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2007. № 8. С. 9-12.
6. Джураев Р.У., Меркулов М.В. Утилизация теплоты ДВС привода компрессора и избытков воздуха при бурении геологоразведочных скважин с продувкой воздухом. Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2016. № 7. С. 186-192.
7. 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.



## **СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СОВРЕМЕННЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ПРИМЕРЕ ПОЛИКАТИОННЫХ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ «ГАЗПРОМ ВНИИГАЗ»**

*Гайдаров А.М.\* (МГРИ, cyberlab@mail.ru),  
Соловьев И.М. (МГРИ, solovevim@mgri.ru),  
Соловьев А.М. (МГРИ, solovevam@mgri.ru)*

**Аннотация:** в настоящее время около 85% всех используемых сегодня буровых растворов в мире являются системами на водной основе. Некоторые недостатки традиционных растворов возможно устранить в поликатионных системах содержащих в качестве стабилизатора высокозарядные катионные полимеры и/или сополимеры. Создание поликатионных систем открывает новые возможности в области развития буровых растворов и является значительным прорывом в повышении эффективности рабочих жидкостей на водной основе.

**Ключевые слова:** буровые растворы на водной основе, поликатионные системы, катионные полимеры.

Бурение скважин на нефть и газ производится с промывкой буровыми растворами на водной и углеводородной основе. Несмотря на такие положительные свойства углеводородных растворов, как предотвращение разупрочнения горных пород на стенках ствола скважин, снижение кавернообразований за счет потери устойчивости глинистых пород и растворения солей (галита, сильвинита и бишофита), сохранение естественных коллекторских свойств продуктивных пластов, они имеют ряд недостатков, связанных со свойствами дисперсионной среды, что обуславливает малый объем их применения. Дисперсионная среда углеводородных растворов представлена экологически- и пожароопасными соединениями: керосином, дизельным топливом, олефинами, различными маслами и др.

Возрастающее беспокойство правительственных и экологических организаций по поводу экологического воздействия буровых растворов с углеводородной дисперсионной средой на окружающую среду привело к значительной ориентации промышленности на растворы с водной основой. Несмотря на ряд существенных недостатков, буровые растворы на водной основе, в настоящее время, остаются более востребованными, чем углеводородные.

До настоящего времени, в составах буровых растворов катионным (поликатионным) высокомолекулярным соединениям не уделялось должного внимания и их влияние на свойства и показатели рабочих жидкостей недостаточно изучены. Однако, учитывая многие положительные особенности поведения в водной среде катионных полимеров, они могут найти применение в составах буровых растворов.

В 90-ых годах прошлого столетия рядом зарубежных и отечественных исследователей были предприняты попытки создания катионных буровых растворов за счет использования катионных полимеров. Применение таких растворов оказалось бесперспективным, поскольку, во-первых, функции стабилизатора выполняет либо анионный, либо неионный полимер при низкой рекомендуемой концентрации катионного полимера и эти системы изначально являются анионными или неионными, и во-вторых, управлять их свойствами в промысловых условиях, особенно в сложных горно-геологических условиях, практически невозможно.

Преодолеть эти недостатки возможно при условии достижения эффекта стабилизации катионными (со)полимерами. Стабилизация достигается при концентрациях превышающих порог коагуляции (или флокуляции) (рис.1).





Уровень стабилизации катионными (со)полимерами косвенно можно определить по значению показателя фильтрации. Для поликатионных буровых растворов на основе бентонитовых глинопоршков, можно условно принять за начало зоны стабилизации значение показателя фильтрации 14-15 см<sup>3</sup> за 30 мин, причем чем меньше показатель фильтрации, тем выше уровень стабилизации. Концентрация катионных (со)полимеров для достижения уровня стабилизации глинистого раствора составляет 1,0-5,3%.

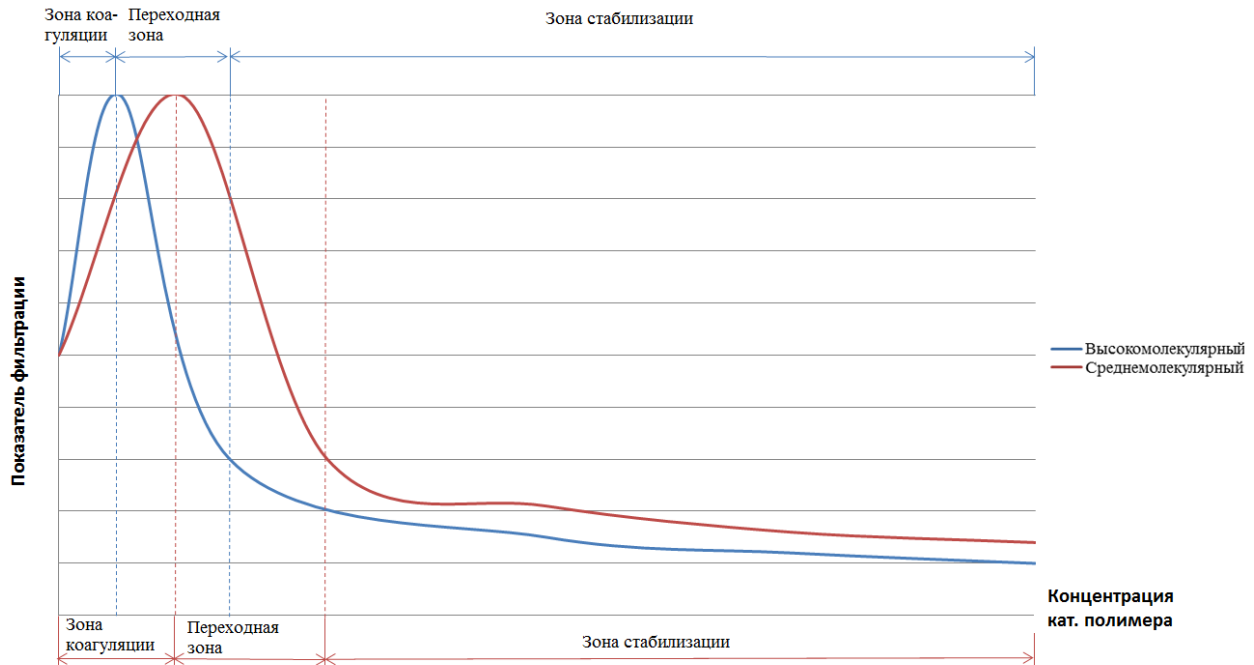


Рисунок 1. Стабилизация буровых растворов катионными (со)полимерами.

Недостатки традиционных растворов легко устраняются в поликатионных системах содержащих в качестве стабилизатора высокозарядные катионные полимеры и/или сополимеры. Создание поликатионных систем открывает новые возможности в области развития буровых растворов и является значительным прорывом в повышении эффективности рабочих жидкостей на водной основе.

## Литература

1. А.М. Гайдаров, А.А. Хуббатов, Д.В. Храбров, Р.А. Жирнов, А.В. Сутырин, М.М-Р. Гайдаров. Поликатионные системы Катбурр – новое направление в области буровых растворов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2017. № 7. С. 36-49.
2. А.М. Гайдаров, Хуббатов А.А., Норов А.Д., М.М-Р. Гайдаров и др. Поликатионные буровые растворы с ингибирующими и крепящими свойствами // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. 2016. № 01. С.36-41.
3. А.А. Хуббатов, А.М. Гайдаров, А.Д. Норов, Д.В. Храбров М.М-Р. Гайдаров. Опыт применения поликатионных растворов при бурении надсолевых отложений на Астраханском ГКМ // Газовая промышленность 2018. №7. С.20-27.
4. Повышение энергоэффективности разведочного бурения посредством автоматического регулирования работы теплоутилизационных установок. Головин С.В., Меркулов М.В., Косьянов В.А. Горный журнал. 2018. № 11. С. 51-55.



## **КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ПРОВЕДЕНИЮ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ**

*Ахмедова А.Н. \* (Санкт-Петербургский горный университет, akh.alins@gmail.com),  
Паляницина А.Н. (Санкт-Петербургский горный университет,  
just.aleksandra.kuznetsova@gmail.com)*

### **Аннотация**

В статье рассмотрен комплексный подход к проблеме проведения промыслово-геофизических исследований (ПГИ) скважин в процессе контроля за разработкой сложнопостроенных коллекторов многопластовых месторождений. Обоснована необходимость учета различных факторов при планировании ПГИ с целью получения наиболее репрезентативной информации. Проанализирован существующий аппаратный комплекс ПГИ. На примере месторождения X показана возможность реализации предложенного подхода, обоснован выбор скважин-кандидатов. Приведены результаты ПГИ на одной из «проблемных» скважин. Рассмотрены стратегии совершенствования текущей системы разработки в зависимости от результатов ПГИ на фонде с целью повышения эффективности выработки запасов.

### **Ключевые слова**

Многопластовое месторождение, промыслово-геофизические исследования, контроль за разработкой месторождений.

В текущей структуре запасов нефти в России более 54% относятся к категории трудноизвлекаемых, большая часть которых принадлежит месторождениям, по геологическому строению относящихся к категориям «сложного» и «очень сложного» [1]. Характер и степень неоднородности таких объектов обуславливают выбор стратегии разработки и конструкций скважин с целью обеспечения равномерной выработки запасов. В таких условиях особую важность приобретают методы контроля за разработкой месторождений – в первую очередь, промыслово-геофизические исследования (ПГИ). Планирование и реализация данных методов с учетом особенностей месторождения позволят усовершенствовать систему разработки с целью повышения коэффициента нефтеотдачи.

В работе были проанализированы цели проведения ПГИ на месторождениях сложного строения и спектр решаемых задач. К таким задачам относятся, в первую очередь, выделение работающих интервалов ствола скважины, поинтервальное распределение дебита и определение состава притока [1, 3]. В случае прорывов воды и/или газа, ПГИ позволяют выделить проблемные интервалы, а также определить техническое состояние эксплуатационной колонны – обнаружить негерметичные зоны и заколонную (затрубную) циркуляцию. На основе анализа полученной информации осуществляется выдача рекомендаций по проведению ремонтно-изоляционных работ в скважине, либо по установке специальных устройств для контроля притока в переходных зонах [2]. Также результаты исследований позволяют уточнить параметры и повысить качество адаптации существующих геолого-гидродинамических моделей месторождений.

В общем случае диагностика скважин и пластов осуществляется методами термометрии, расходомерии, влагометрии, резистивиметрии, плотнометрии,



барометрии [4]. Также существуют специальные методы (например, шумометрия, СО-каротаж и др.), применяемые в качестве дополнительных к стандартным.

Важно отметить, что любой геофизический метод в отдельности направлен на решение конкретных точечных задач: термометрия – определение температуры и распределения температуры в интервале глубин, резистивиметрия – определение удельного электрического сопротивления скважинной жидкости и т.д. Решение задач диагностики состояния скважин и пластов возможно только разумным сочетанием (комплексом) нескольких геофизических методов и соответствующей технологией проведения исследований. В свою очередь, один и тот же метод может применяться при решении нескольких практических задач.

Был сделан вывод, что репрезентативность и достоверность исследований существенно зависят от конструкций скважин, аппаратного исполнения приборов и способов доставки оборудования к целевым интервалам. Проведя анализ рынка геофизических приборов, были выделены основные недостатки и область применения приборов с целью повышения эффективности проведения исследований [6, 7].

Далее авторами был обобщен опыт проведения ПГИ на месторождениях [5] и выделена основная проблема – отсутствие стратегии исследований, выбор кандидатов из числа простаивающих скважин, использование стандартных аппаратных комплексов. На примере месторождения X авторами предложен комплексный подход к проведению исследований, включающий в себя анализ стратегии разработки и текущую степень изученности объекта, выбор геофизического прибора с учетом конструкций скважин и необходимости решения определенных задач, а также подбор скважин-кандидатов на основе анализа фонда по параметрам обводненности и газовый фактор (на месторождении X близость флюидальных контактов обуславливает основную проблему – подтягивание конусов воды и газа).

В зависимости от степени риска все скважины сгруппированы по очередности для проведения ПГИ (рисунок 1).

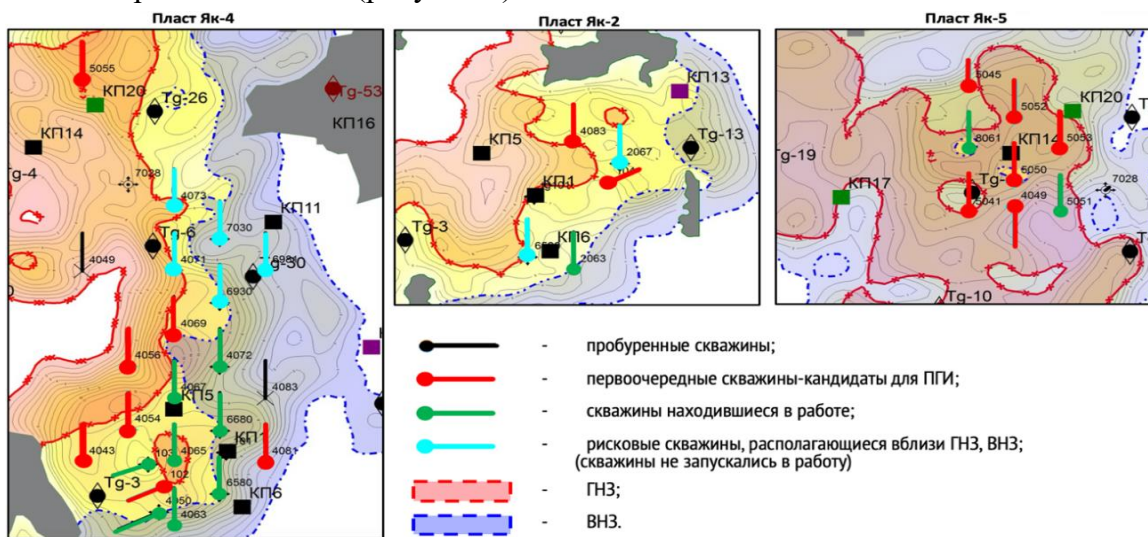


Рисунок 1. Карты пластов с отмеченными скважинами по степени риска

Для примера далее были рассмотрены результаты проведения ПГИ на одной из «проблемных» скважин, находящейся в чисто нефтяной зоне. Интерпретация данных исследований позволила выявить причину роста обводненности и спланировать дальнейшие мероприятия по ее снижению.

В зависимости от результатов проведения ПГИ по всему фонду, предложены различные концепции совершенствования системы разработки.



Таким образом, ПГИ являются частью комплекса по контролю за разработкой месторождений и позволяют решать практические задачи, связанные с изучением процессов выработки запасов залежи, определением эксплуатационных характеристик продуктивного пласта и контролем за техническим состоянием скважин. Опыт проведения ПГИ показывает, что наибольшей информативностью для многопластовых месторождений отличаются результаты, полученные с помощью аппаратуры с датчиками, вертикально-распределенными по сечению ствола, в составе которых имеются высокочувствительные мини-расходомеры и датчики состава.

Комплексное планирование ПГИ, включающее анализ стратегии разработки, выбор приборов с учетом конструкций скважин и подбор скважин-кандидатов для исследований на основе анализа параметров их работы и расположения является неотъемлемой частью рациональной разработки месторождений, что было показано на примере месторождения Х. Для скважин, отличающихся быстрым ростом обводненности и газового фактора, был произведен анализ замеров и обоснована очередность проведения ПГИ с точки зрения близости газонефтяного/водонефтяного контактов. На примере скважины с быстрым ростом обводненности, расположенной при этом в чисто нефтяной зоне, показана эффективность ПГИ для целей объяснения истинных причин такого значительного увеличения содержания воды в продукции. В результате предложены различные стратегии трансформации и совершенствования текущей системы разработки.

Полученные результаты позволяют принять обоснованные решения и осуществить тщательное планирование мероприятий, связанных с регулированием процессов добычи нефти, что в итоге позволяет повысить эффективность разработки всего месторождения.

### Литература

1. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. — 2 изд., исправлен., Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2010. — 779 с.
2. Семенов А.А. Дизайн устройств пассивного контроля притока на Ванкорском месторождении / А.А. Семенов, Р.А. Исламов, М.Т. Нухаев // Нефтяное хозяйство. — 2009. — № 11. — С. 20–23.
3. Билинчук А.В. Промыслово-геофизический контроль разработки низкопроницаемых пластов в скважинах со сложным заканчиванием. Опыт компании «Газпром нефть» / А.В. Билинчук, А.И. Ипатов, М.И. Кременецкий и др. // Нефтяное хозяйство. — 2018. — № 12. — С. 34–37.
4. Крючатов Д.Н. Совершенствование технологий геофизических исследований горизонтальных скважин / Д.Н. Крючатов, Д.Г. Халилов, А.Д. Савич, Д.А. Будник // НТВ «Каротажник». — 2016. — Вып. 10. — С. 16–29.
5. Пылёв Е.А. Современные достижения и проблемы промысловой геологии и геофизики ПАО «Газпром» / Е.А. Пылёв, Д.Н. Крылов, Ю.М. Чуриков и др. // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. — М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. — № 3 (35). — С. 167–180.
6. Черных И.А. Импортзамещающие технологии для геофизических исследований и работ в нефтегазовых скважинах Пермского края / И.А. Черных, А.Д. Савич // Каротажник. — 2015. — № 256. — С. 140–149.
7. Меренков М.Г. Импортзамещение в нефтегазовой отрасли на примере сервиса геофизических услуг: проблемы и пути решения / М.Г. Меренков, А.А. Осипенко, В.Г. Волков и др. // Нефтяное хозяйство. — 2018. — № 9. — С. 93–97.



## **ТЕХНОЛОГИЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА В ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИНАХ НА ПРИМЕРЕ ФЕДОРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**Фахрутдинов Э. И. \*** (*Казанский федеральный университет,  
mks-1989eduard@yandex.ru*)

**Фокеева Л.Х.** (*Казанский федеральный университет, fokeeva.00@mail.ru*)

**Ганиева Г.Р.** (*Казанский федеральный университет, gguzelrafikovna@mail.ru*)

### **Аннотация**

Технологическая политика по борьбе с обводнением нефтяных скважин в различных компаниях несколько различается. Общим является применение относительно недорогих технологий ограничения водопритока (ОВ) и повышения нефтеотдачи пласта (ПНП), позволяющих без дополнительных капитальных затрат получать прирост добычи нефти за счет снижения обводненности продукции.

**Ключевые слова:** обводненность, водоприток, нефтеотдача пласта, извлекаемые запасы, месторождение, эксплуатационные скважины

На сегодняшний день особенностью текущего состояния разработки месторождений Западной Сибири является низкое пластовое давление и повышенная обводненность продукции скважин. Результатом является снижение рентабельности эксплуатации скважин, увеличение затрат на отделение попутно добываемой воды, увеличение скорости коррозии оборудования внутри скважин, а так же различные осложнения в ходе эксплуатации.

Несмотря на то, что запасы в традиционных регионах давно находятся в разработке, необходимо добиваться стабилизации, а в ряде регионов и прироста дебита скважин. Этот результат можно получить применением инновационных технологий и повышением качества геологических и гидродинамических моделей. Для увеличения эффективности производства за счет снижения издержек и повышения производительности возможна реализация программы опытно-промышленных работ.

На сегодняшний день эксплуатируемые скважины в связи с высокой обводненностью и высокой вязкости находятся на поздней стадии разработки. В связи с этим, применение различных современных методов увеличения нефтеотдачи являются актуальной проблемой для многих предприятий [1]. Методы повышения нефтеотдачи пласта позволяют существенно увеличивать объем извлекаемых запасов за счет вовлечения в промышленную разработку запасов высоковязкой нефти, запасов в низкопроницаемых коллекторах и трудноизвлекаемых и запасов на поздней стадии разработки[2].

Технологии воздействия микродисперсным силикатным гелем (МДС) рекомендуется применять на поздней стадии разработки нефтяного месторождения. Технология направлена на увеличение нефтеизвлечения за счет охвата пласта и коэффициента нефтевытеснения. В данном методе создается блокирующая оторочка неорганической микрогелевой композицией с последующей переадресацией заводнения в менее промытые интервалы и доотмывом нефти растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ)[6].

Обводнение скважин зависит от разных факторов. Наиболее распространенные факторы: подъем водонефтяного контакта, поступление нагнетаемой и контурной воды



по пласту, потеря герметичности эксплуатационной колонны, подтягивание конуса подошвенной воды и заколонная циркуляция. Кроме того, попадание посторонних вод в продукцию скважин может происходить по следующим причинам:

- изменение относительной фазовой проницаемости продуктивного пласта для флюидов (в зоне интервала перфорации);
- изменение термогазодинамических параметров призабойной зоны в процессе разработки залежи;
- деформация каналов горной породы за счет уменьшения пластового давления при постоянстве горного.

Для выявления источников обводнения предлагается использование данных о химическом составе попутных вод в продукции скважин. Это позволяет определять критерии оценки качества результатов анализа химического состава проб воды и разрабатывать методические подходы по установлению типов и геохимических показателей для подземных вод месторождений. [3].

По статистике большинство скважин обводняется вследствие некачественного цементирования эксплуатационных колонн. Наиболее распространенными дефектами в цементном камне по оценкам исследователей являются вертикальные трещины, а также отсутствие сплошного контакта цемента с колонной и со стенками скважины. Однако это не единственная причина возможного притока воды в скважину, поэтому вопрос об источниках обводнения требует более детального рассмотрения.

Проведенный анализ работ, посвященных изучению проблемы поступления воды в скважину, позволил классифицировать источники водопритока на три основные группы:

- 1 группа – источники, связанные с особенностями геологического строения залежей;
- 2 группа – источники, связанные с процессом разработки. К ним относятся подъем подошвенных вод (ГВК, ВНК, образование конуса воды) и движение контурных вод;
- 3 группа – технические источники обводнения.

К ним относятся: негерметичное цементное кольцо, нарушения в теле и резьбовых соединениях труб колонн (происходит поступление чужой воды – верхней, нижней и собственной подошвенной, заколонные перетоки и пр.)

Проблема изоляции водопритоков является составной частью рациональной разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Ограничение водопритока и изоляция вод оказывает существенное влияние на степень извлечения нефти, газа и газового конденсата из недр. Несмотря на большое число тампонажных материалов на основе химических реагентов, их применение на промыслах ограничено из-за недостаточной изученности физико-химических процессов оборудования водоизолирующей массы в пластовых условиях.

В 2016 году на Федоровском месторождении в результате проведения работ по ограничению водопритока получено дополнительно 77 тыс. тонн нефти, в том числе 37,8 тыс. тонн после установки блокад-экранов и 39,2 тыс. тонн после работ по селективной изоляции пласта. Технологический эффект на 1 скважино-операцию при этом составил соответственно 18,9 тыс. тонн и 1,7 тыс. тонн [4].

За 2016 год на Федоровском месторождении работы по ограничению водопритока проведены в 28 добывающих скважинах и в 20 нагнетательных, в том числе работы по селективной изоляции проведены на 6 скважинах, работы с установкой непроницаемых блокад-экранов проведены на 8 скважинах. Скважины, на которых проведение РИР прошло успешно составило: добывающих – 26, нагнетательных – 18 [5].



Общая успешность работ на Федоровском месторождении на 1.01.2017 г. составляет 75%. По скважинам, в которых проведены работы по селективной изоляции пласта, общая успешность работ – 67% по скважинам, в которых проведены работы по установке блокад - экранов общая успешность работ – 82,4%. По успешным скважинам, выбывшим из-за окончания эффекта, продолжительность эффекта составила более 6 месяцев. Дополнительная добыча нефти на 1 скважину с закончившимся эффектом составила 400 тонн [5].

По 10-ти обработанным по технологии селективной изоляции скважинам был проведен сравнительный анализ эффективности в зависимости от объема закачиваемых композиций. Результаты анализа показали, что в тех скважинах, где коэффициент  $K$ , определяемый как отношение объема закачанной композиции к отсекаемой толщине пласта, максимален ( $K > 10$ ), имеет место наибольший прирост дебита (20-25 т/сут), который держится стабильно на протяжении 6-ти месяцев после закачки состава. При  $5 < K < 10$  прирост дебита нефти составляет 8-15 т/сут при стабильной динамике в течение 6-ти месяцев после закачки состава. В случаях, если  $K < 5$ , прирост дебита нефти после проведения работ – 10 т/сут и за 6 месяцев падает до 2,5 т/сут. Таким образом, очевидно, что расчет требуемого количества композиций в расчете на метр отсекаемой толщины необходим конкретно для каждой скважины. В 2016 году дополнительная добыча нефти по Федоровскому месторождению за счет применения гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи составила 13520.61 тыс. тонн. [4]

Выводы:

На месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, большинство ремонтно-изоляционных работ (РИР) проводится из-за прорыва вод из близлежащего водоносного пласта в продуктивный, а также из-за нарушения целостности обсадных колонн, сооруженных несколько десятилетий назад. Основную долю РИР, проведенных на Федоровском месторождении составили работы по цементированию имеющегося цементного кольца или существующего фильтра. Остальная доля пришлась на более сложные работы с применением селективной изоляции

На основании проанализированного материала можно сделать вывод о том, что одним из направлений по сокращению затрат и достижения цели РИР при КРС, является разработка новых методов подхода к решению данной проблемы.

## Литература

1. Ganieva, G. R.; Timerkaev, B. A. Electroarc vapour tron for bitumen extraction and transportation IOP Conf. Series: Journal of Physics: Conf. Series 789 (2017) 012013 doi:10.1088/1742-6596/789/1/012013
2. <http://www.lukoil.ru/Business/technology-and-innovation/Technologies>
3. КИНа не будет? [Текст] // Нефтегазовая вертикаль. – 2012 – № 2 – 60-63 с.
4. Отчет о научно-исследовательской работе «Технико-экономическое обоснование перевода разработки Федоровского месторождения на условия СРП», «Дополнения к технологическим схемам разработки Федоровского месторождения» Моделирование геологического строения месторождения, Том 1, Раздел 2-Геолого-физическая характеристика месторождения, Книга 1-Состояние изученности месторождения, Тюмень 2009г.
5. Годовой отчет, отдел разработки, НГДУ «ФН» 2016г.
6. Рахмонов Х., Нафиков И.М., Фокеева Л.Х. Применения потокоотклоняющих технологии и закачка полимерных составов путем анализа месторождения бостан, на примере Ново-Елоховского месторождения//Colloquium-journal .2019. №1(25). С.34-36.



**ОБЗОР ПАРКА ГОРНЫХ МАШИН И ОБОРУДОВАНИЯ  
ГОРНОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РУД  
БЛАГОРОДНЫХ И ЦВЕТНЫХ МЕТАЛЛОВ СУБЪЕКТОВ  
ДАЛЬНЕВОСТОЧНОГО ФЕДЕРАЛЬНОГО ОКРУГА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ  
АНАЛИЗА СТАТИСТИЧЕСКИХ ДАННЫХ НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЕЙ**

*Хромов В.М.\* (ФБГУ ЦНИГРИ, job.khromov@gmail.com),  
В.Г. Басинский (МГРИ РГГРУ, 170541@mail.ru)*

**Аннотация:** в статье проведено исследование структуры парка горных машин по данным протоколов государственной и территориальных комиссий по запасам временных и постоянных кондиций месторождений руд благородных и цветных металлов Амурской и Магаданской областей, Забайкальского и Камчатского краев, Республики Саха (Якутия) за период с 1996-2018 годы. Произведен анализ парка машин, используемых или планируемых к эксплуатации для разработки МПИ открытым, подземным или комбинированным способом по сопоставлению технических параметров машин одной категории (технологической операции). Представлены сведения эксплуатационно-добычных комплексов, применяемых на открытых и подземных горных работах. Рассмотрено основное оборудование карьеров — выемочно-погрузочные и транспортные машины, буровые станки, а также парк подземных рудников — погрузочно-доставочные машины, подземный транспорт, буровые станки и бурильные установки, задействованные на подготовительных и нарезных работах, а также при очистной выемке руды.

**Ключевые слова:** Парк машин Дальнего Востока; статистические данные по горной технике; месторождения Дальнего Востока и чем они добываются; анализ данных недропользователей; сведения по запасам месторождений субъектов Дальневосточного федерального округа; техника рудников цветных и благородных металлов; mine machines non-ferrous and precious metals; mining technology data analysis; non-ferrous and precious metal ore mining machines

Анализ парка горного оборудования произведен по данным полиметаллических месторождений рудного золота, а также полиметаллических и комплексных руд на территории пяти субъектов Дальневосточного федерального округа, Выборка по месторождениям основными полезными компонентами для которых является золото и серебро составлена из 8-ми месторождений Амурской области, 16-ти Забайкальского края, 8-ми Камчатского края, 11-ти Магаданской области и 16 Республики Саха. По мимо золоторудных рассмотрены месторождения: Кун-Манье вкрапленных медно-никелевых руд (Амурская область), золото-железо-медные Быстринское и Култуминское (Забайкальский край), колчеданно-полиметаллические Ново-Широкинское и скарно-полиметаллическое Нойон-Тологой (Забайкальский край), участко Рудный Чинейского месторождения комплексных руд (Забайкальский край), кобальт-медно-никелевое Шануч (Камчатский край), серебро-полиметаллическое Тидит (Магаданская область), золото-сурьмяное Сентачан (бортовое содержание условной сурьмы в пробе -2.0 %) (Якутия), серебряные Вертикальное, Верхне-Менкече и Прогноз (Якутия).

По приведенным данным сформирована база по машинам и оборудованию, задействованному на основных процессах разработки рудника.

Для нужд горнодобывающих предприятий, специализирующихся на добыче руд благородных и/или цветных металлов наиболее приемлемы как на открытых, так и на





подземных работах машины и оборудование ведущих мировых компаний Atlas Copco и Sandvik mining and rock technology -особенно буровые станки и бурильные установки, погрузочно-доставочные машины, а также на шахтах подземный автомобильный транспорт (шахтные автосамосвалы). Выемочно-погрузочные машины на карьерах представлены гидравлическими экскаваторами Komatsu, Caterpillar, Hitachi; канатными мехлопатами ЭКГ; в меньшей степени фронтальными погрузчиками. Для перевозки руды и породы карьерные самосвалы БелАЗ- основные транспортные. Из отечественной горной техники оборудования востребованы станки шарошечного бурения СБШ 250МНА и СБШ 160/200 различных модификаций; переносные и телескопные перфораторы типа ПП 63, ПТ 36 и ПТ 48; локомотивы и прицепной состав из вагонеток как с опрокидным, так и с неопрокидным ставом.

**Итоги:**

1. Создана база данных парка горных машин и оборудования месторождений цветных и благородных металлов пяти субъектов РФ. Данная база будет пополняться, что позволит проводить статистический анализ собранных параметров и их совокупности для установления зависимости между ними.
2. База данных позволяет определить наиболее подходящие комплексы и применяемые технические решения по отработке месторождений руд цветных и благородных металлов.
3. Представлен обзор парка машин 78 месторождений Дальнего Востока, применяемых или планируемых к использованию по данным протоколов постоянных и временных кондиций государственной экспертизы или ее территориальных органов.

### **Литература**

1. Протоколы временных и постоянных кондиций Государственной комиссии по запасам и ее местных (территориальных) органов субъектов РФ месторождений руд благородных и цветных металлов Амурской и Магаданской областей, Забайкальского и Камчатского краев, Республики Саха (Якутия) за период с 1996-2018 годы



## **АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ УСТАНОВОК УТИЛИЗАЦИИ ЭНЕРГИИ ДАВЛЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА ПРИ РЕДУЦИРОВАНИИ НА ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЯХ СЕВЕРНЫХ РЕГИОНОВ**

*Шубин А.В.\* (СПГУ, shuand97@mail.ru)*

*Дмитриева А.С. (СПГУ, Alena\_dmitrieva57@rambler.ru), Овчинников Е.С. (СПГУ, egor.owchinnikov@yandex.ru)*

**Аннотация:** Работа посвящена решению проблем энерго- и ресурсосбережения на газораспределительных станциях (ГРС), путём утилизации энергии давления газа и использования её как вторичного энергоресурса. На примере северных ГРС предложено внедрение системы выработки электроэнергии с применением детандер генератора. Произведён расчёт экономической эффективности для фактических производительностей. Разработана технология безогневого подогрева газа с помощью энергоразделяющего устройства.

**Ключевые слова:** природный газ, газопровод, энергосбережение, энергоразделение, редуцирование, газораспределительная станция, natural gas, gas pipeline, energy saving, energy separation, pressure reduction, gas distribution station.

ГРС предназначены для приёма газа из магистрального газопровода (МГ) и распределения его потребителям. Основные функции ГРС:

- редуцирование давления газа (до значений 0,15...3,0 МПа);
- поддержание температуры на выходе станции.

Традиционно понижение давления газа производится с помощью регуляторов давления (РД), при этом энергия давления безвозвратно утилизируется. Детандер генераторные агрегаты (ДГА) являются экологически чистыми источниками, генерирующие электрическую энергию, без сжигания дополнительного топлива [1,2].

Преимущества внедрения ДГА на ГРС:

- выработка электроэнергии за счёт утилизации энергии давления, без дополнительных затрат ресурсов;
- энергонезависимость ГРС от внешних источников питания;
- отсутствие вредных выбросов в атмосферу.

Недостатки:

- сильное охлаждение газа на выходе из детандера приводит к дополнительному расходу топливного газа на обогрев;
- высокие капитальные затраты по сравнению с установкой РД.

Процесс редуцирования давления на ГРС сопровождается эффектом Джоуля-Томсона, приводящем к понижению температуры газа. Для поддержания заданного температурного режима традиционно применяют:

- общий или частичный подогрев газа в подогревателях с расходом топливного газа;
- локальный подогрев корпуса регуляторов.

В данной работе предлагается технология по внедрению в узел редуцирования энергоразделяющих устройств, с помощью которых возможно осуществлять общий или частичный безогневой подогрев газа, путём утилизации энергии его давления, без затрат дополнительных ресурсов [3].

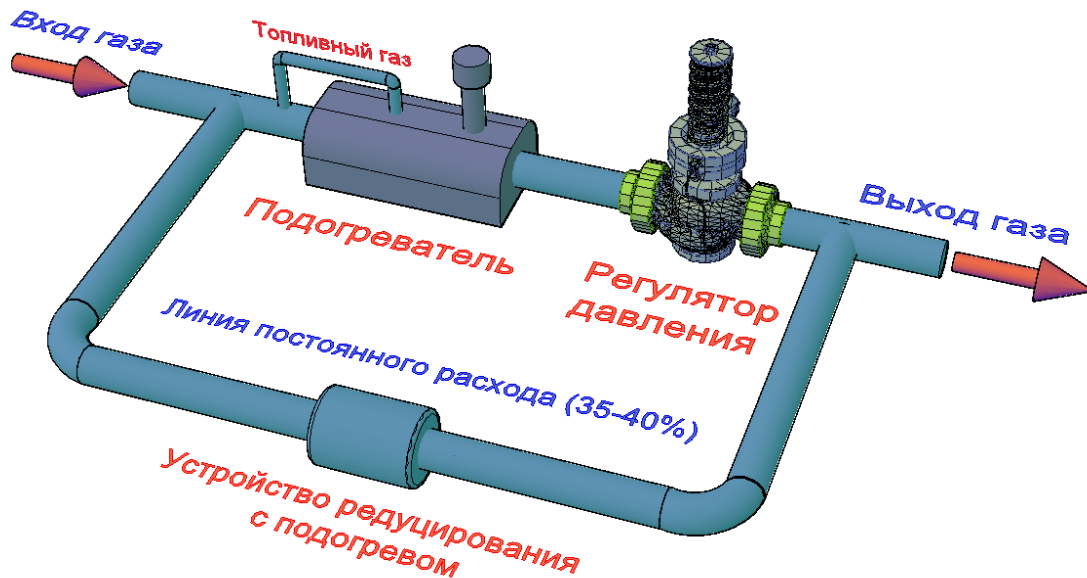
Применительно для условий ГРС можно выделить следующие способы энергоразделения:

- 1) температурная стратификация в сверхзвуковом потоке газа;
- 2) вихревой эффект Ранка-Хилша;



3) резонансный эффект Гартмана-Шпренгера.

Эффект Гартмана-Шпренгера ранее не имел полезного использования в газотранспортной системе, и встречался лишь в качестве негативного. В основе эффекта лежит возникновение резонансных пульсаций давления внутри заглушенной полости, при воздействии на неё высокоскоростного потока газа. На дне полости образуется зона с высокой температурой, снаружи протекает охлаждённый поток [3]. На основе данного эффекта, разработана схема узла редуцирования с обеспечением безогневого подогрева газа (35-40 %) на линии постоянного расхода (рисунок 1).



*Рисунок 1. Разработанная схема с обеспечением безогневого подогрева 35-40% газа на линии постоянного расхода*

В работе проанализирована возможность применения установок утилизации энергии давления природного газа при редуцировании давления для ГРС северных регионов. Учитывая современный уровень технического развития показано, что существующая система детандер-генераторного редуцирования или предлагаемая новая технология безогневого подогрева газа принесут положительный эффект при внедрении.

### Литература

1. Белоусов А.Е. Обоснование способа редуцирования природного газа в системе газораспределения при помощи детандеров объёмного типа: 25.00.19 / дисс. ... канд. техн. наук. – С-Пб., 2018. – 127 с.
2. Фокин Г.А. Методология создания автономных турбинных источников электрической энергии, использующих энергию сжатого природного газа для собственных нужд газотранспортной системы России: дисс. ... д-ра техн. наук: 05.04.02 / Фокин Григорий Анатольевич. – СПб., 2015. – 456 с.
3. Шубин А.В., Дмитриева А.С., Белоусов А.Е., Внедрение энергоразделяющего устройства на основе эффекта Гартмана-Шпренгера в узел редуцирования газораспределительной станции, оснащённой детандер-генератором. Труды научно-практической конференции с международным участием «Инженерные системы – 2019». 2019. С. 411-420.



**ПОЛУПРОМЫШЛЕННЫЕ И ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ  
ПРОЦЕССА ПОВЫШЕНИЯ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ЗОЛОТА В РУДНОМ ШТАБЕЛЕ  
КУЧНОГО ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ НА КАРЬЕРЕ «МУРУНТАУ»**

**Якшибаев Т.М. (соискатель МГРИ, [temur19.01.1988.tm@list.ru](mailto:temur19.01.1988.tm@list.ru));  
Боровков Ю.А., (МГРИ, [bua\\_51@mail.ru](mailto:bua_51@mail.ru))**

**Аннотация:** В докладе рассматривается методика проведения полупромышленных и лабораторных испытаний процесса извлечения золота кучным выщелачиванием на карьере Мурунтау (Узбекистан).

**Ключевые слова:** процесс извлечения, кучное выщелачивание, рудный штабель, карьер

При длительном орошении рудного штабеля при кучном выщелачивании (КВ) количество полезного компонента, переходящего в раствор со временем, уменьшается из-за фильтрации раствора по определенным трассам и смачивании определенной поверхности кусков. Поэтому для повышения процесса извлечения полезного компонента необходимо через определенное время производить встряхивание рудной массы штабеля. Одним из способов встряхивания рудной массы является взрывание камуфлетных зарядов. Но для этого необходимо исследовать остаточное содержание золота и массовую влажность в рудном штабеле КВ для определения основных параметров камуфлетного взрывания. С этой целью проводились полупромышленные и лабораторные испытания КВ золота в рудном штабеле в нескольких этапах на руднике ЦКВЗ ГП НГМК.

**На первом этапе** для изучения остаточного содержания золота и массовой влажности рудного штабеля кучного выщелачивания в промышленных условиях были выбраны два профиля на отработанном участке подушки выщелачивания на панелях 6М и 6Г. Размеры рудного штабеля кучного выщелачивания составляли 100x85м, в нем пробурили 7 вертикальных скважин диаметром 161 мм, расстояние между которыми 10 м, глубиной 55-58 м с отбором проб на всю глубину рудного штабеля КВ, схема размещения разведочных скважин приведены на рис. 1.

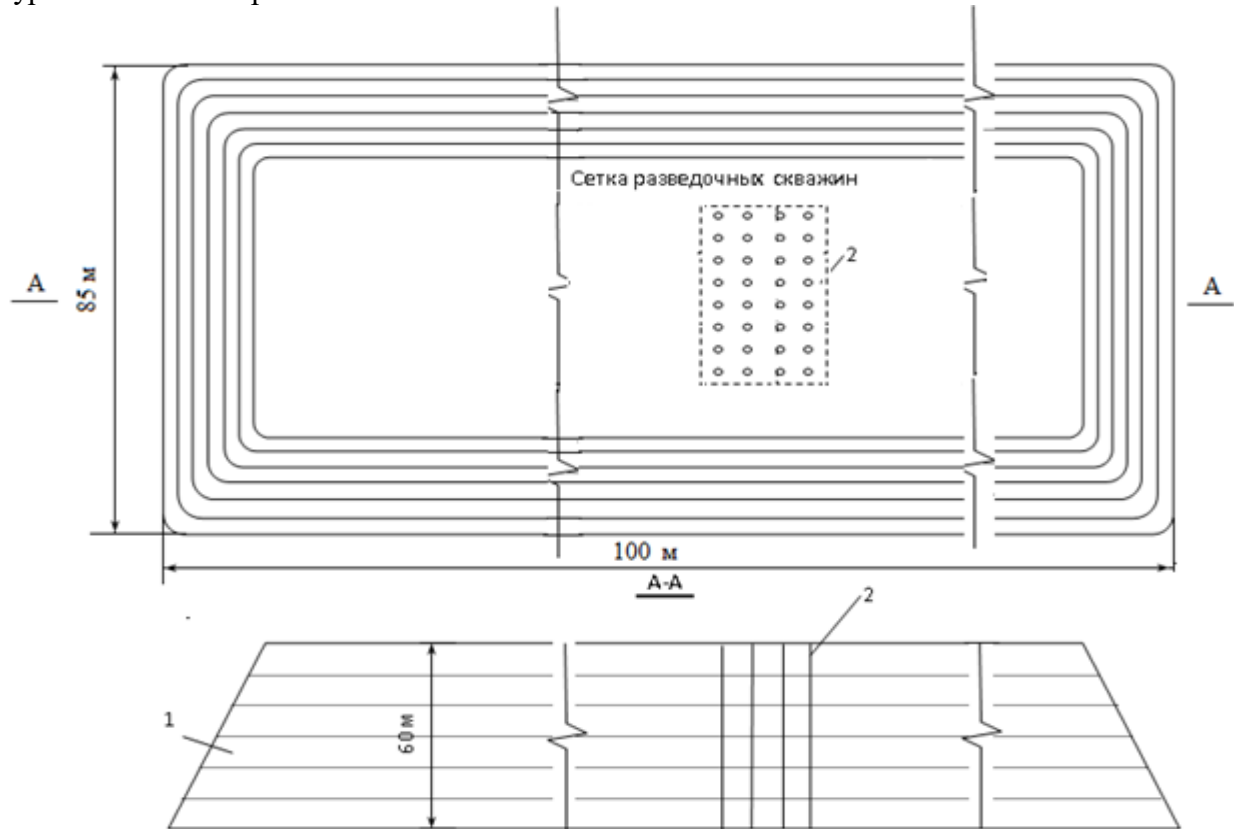
Бурение производили двойной колонковой трубой с кернаприемником с последующим отбором проб для лабораторных исследований. После подъема бурового става извлечение керна не представлялся возможным, материал извлекался путем дробления керна.

Исследованиями было установлено, что при бурении двойной колонковой трубой рудный материал спрессовывался, частично перетирался в призабойной части буровой колонки, колонковая труба разогревалась от трения и поэтому более точное определение влажности материала и проведение сравнительных исследований по определению остаточного содержания золота в различных фракциях не представлялось возможным.

При бурении данными станками слабосвязных, размываемых, разрушенных горных пород и для повышения выхода проб с сохранением технологических свойств руд было принято решение использовать буровой инструмент – грунтонос марки ГО-2М с двойной колонковой трубой. Точка бурения скважины была перенесена на 2 м южнее от предыдущей и бурение производили грунтоносом ГО-2М с двойной колонковой трубой. Рудный материал доставляется в виде шлама, сохраняя фракционный состав, при этом уплотнения и истирания отсутствовали, рудный материал был полностью пригоден для технологических исследований. При бурении



двух скважин произошли аварии и извлечение ГО-2М производилось экскаватором. Бурение третьей скважины в начале производили одинарной колонковой трубой, выход сильно притертого рудного материала в виде шлама (температура выше 30°C). При выборе типа бурового станка учитывались: крепость горных пород, трещиноватость, обводненность и диаметр скважины. Производительность бурового станка зависит от свойств массива, состояния бурового инструмента, режима бурения и организации буровых работ. Для бурения разведочных скважин в рудном штабеле КВ выбран буровой станок марки УРБ 2А-2.



**Рис.1.** Схема бурения разведочных скважин в рудном штабеле кучного выщелачивания (1 – рудный штабель КВ, 2 – разведочные скважины)

Нашими исследованиями установлено, что при бурении скважин глубиной 15 м и более снаряд сильно затирается, с большой вероятностью прихвата и обрывом грунтоноса. В связи с этим для более точного определения остаточного содержания золота в рудном штабеле КВ необходимо бурение производить шарошечным долотом диаметром 161 мм с шлагоулавливающей трубой. Рудный материал при этом сильно перетирается, измельчается и обезжизняется в результате бурения и продувки, вследствие чего изменяются массовая влажность и грансостав рудного материала.

Отбор проб производили на всю глубину скважины, с фиксацией глубины их отбора, после чего упаковали в мешки, маркировали и отправляли для достоверности анализов в две лаборатории ЦНИЛ и ЦКВЗ дальнейшего исследования по определению массовой влажности, содержания золота, вредных примесей (S, As, C) и щелочной среды [1].

**На втором этапе** проводились тестовые исследования перколяционного выщелачивания золота. Минеральный состав и технологические свойства отвалов месторождения Мурунтау для применения КВ золота представляют собой особый интерес. В руде преобладают весьма тонкие выделения золота в кварце, реже в



трещинах и на поверхности сульфидов. Крупность частиц золота более 0,05 мм составляет около 97%. На 90-95% руды месторождения представляют собой в различной степени метасоматические измененные породы с переменным количеством жильного кварца и имеют алюмосиликатный состав. В значительно меньшей степени руды представлены только жильным кварцем и имеют существенно силикатный состав.

Тестовые испытания руд на выщелачивание перколяционным методом (методом просачивания) проводятся в малых колоннах. Внешний вид лабораторных колонн для перколяционного выщелачивания представлен на рис. 2.



Рис. 2. Общий вид лабораторных колонн

Колонны изготовлены из толстостенного прозрачного оргстекла внутренним диаметром 200 мм и высотой 1400 мм. В перколятор колонного типа загружают руду определённого веса с заданной крупностью. Плотность орошения руды выщелачивающим раствором ( $10 \text{ л/м}^2/\text{ч}$ ) задают с помощью насоса. Продуктивный раствор собирают в ёмкость. Объём (вес) продуктивного раствора, остаточную концентрацию в нём цианида натрия, pH, концентрацию золота измеряют каждые сутки. Собранный объём продуктивного раствора пропускают через колонку с активированным углём. Маточники сорбции собирают в ёмкости, где при необходимости доукрепляют цианидом натрия и щёлочью. Расход цианида натрия и щёлочи измеряют и заносят в журнал.

Насыщенные и оборотные растворы анализируются на содержание золота в растворе. Рассчитывается расход цианида натрия и гидроокиси натрия. На основании полученных данных рассчитывается выщелачивание золота ежедневно и суммарно (по жидкой фазе). Отношение Ж:Т определяется ежедневно и фиксируется по нарастающей. После выщелачивания принимается гранулометрический состав и содержание золота в хвостовой пробе по классам крупности. Расчёт баланса проводится с учётом массы золота во всех продуктах, участвующих в процессе.

**На третьем этапе** изучался процесс кучного выщелачивания золота на модельных тестовых колоннах при подаче кислорода. Изучения повышения эффективности процесса кучного выщелачивания золота, при насыщении его кислородом, который необходим в реакции перехода золота в раствор в глубине многоярусного рудного штабеля.

Исследования по изучению результатов лабораторных тестовых испытаний процесса КВ, проводились в лаборатории ЦКВЗ НГМК. Тесты проводились по



стандартной методике, но с небольшими изменениями с принудительной подачи воздуха по следующим трем предложенным схемам:

1. Подача воздуха снизу колонны по всей толщине руды ежесуточно длительностью насыщения воздухом в течение одного часа.

2. Подача воздуха снизу колонны по заранее установленной в толщине руды перфорированной трубки ежесуточно длительностью насыщения воздухом в течение одного часа.

3. Подача воздуха непосредственно в раствор для насыщения кислородом, подаваемый с верха колонны для выщелачивания руды, ежесуточно длительностью насыщения воздухом в течении одного часа.

Для проведения металлургического испытания формирование пробы композита руды, подвергались ситовому анализу на виброустановке с применением сит № 6, 12, 16, 30, 50 с размером ячеек сит 3.35, 1.7, 1.18, 0.6, 0.3 мм соответственно. Из фракции - 0.3мм отбирается навеска 1кг и подвергается ситовому анализу на ситах № 100 и 200 с размером ячеек сит 0,15 мм и 0,075 мм соответственно. Результаты заносятся в таблицу. Формируется колонный композит руды – 46,0 кг для металлургических испытаний в колонне и 3,0 кг для бутылочного теста. Из каждой фракции «головой» колонны отбираются навески по 2,5 кг, для определения содержания Au. Навески подготавливают к анализу согласно требованиям «Технологической инструкции по обработке материала головной пробы руды, укладываемой на подушку выщелачивания», пробирным методом определяют содержание Au г/т, данные анализов заносятся в таблицы и рассчитывают среднее содержание Au, г/т в «голове» пробы колонны.

**На четвертом этапе** проводилась методика металлургических испытаний композита руды в колонне процесса кучного выщелачивания с принудительным насыщением кислородом. Колонные тесты проводят в лаборатории, из руд отобранной на рудном штабеле прошедшей первый цикл выщелачивания.

Устанавливают 3 колонны с рудой весом по 46 кг:

1 Колонна, без подачи воздуха от компрессора, стандартная с принятой технологией выщелачивания;

2 Колонна, при помощи насоса один раз в сутки в течение часа в один из отводов дренажа колонны через нижнюю часть колонны диаметром 200 мм подавался кислород воздуха объемом 400 м<sup>3</sup>/час.

3 Колонна с подачей воздуха через перфорированную трубку, проходящую сквозь рудный материал по центру колонны.

Для достоверного анализа на тестовые колонны кучного выщелачивания укладывается добытая руда весом по 46 кг, привезенная из карьера, и повторяются лабораторные исследования.

Обработка результатов лабораторных испытаний кучного выщелачивания золота в рудном штабеле производилась по известным методам математической статистики. При этом необходимое число экспериментов устанавливалось статистическим путем по величине коэффициента вариации  $K_{вар}$ , допускаемой ошибки

$K_{дон}$  и задаваемой надежности  $P$ . Число экспериментов определялось по формуле:

$$n = t^2 \frac{K_{вар}^2}{K_{дон}^2}, \text{ где } t - \text{нормированное отклонение, зависящее от задаваемой надежности}$$

$P$ . Для научно-исследовательских работ рекомендуются значения  $P = 0,9, K_{дон} = 5 - 10\%$ . Величина  $K_{вар}$  устанавливается путем статистической обработки



лабораторных данных по формуле:  $K_{var} = \frac{\delta}{M} 100\%$ , где  $\delta$  - среднее квадратичное

отклонение;  $M$  - математическое ожидание результатов измерения:  $\delta = \sqrt{\frac{\sum(X_i - M)^2}{n-1}}$ ,

$M = \frac{\sum X_i}{n}$ , где  $X_i$  - отдельные результаты измерения;  $n$  - число экспериментов.

При значении коэффициента вариации  $K_{var}$ , лежащих в пределах  $K_{дон} = 5-10\%$ , получены значения  $n=3-4$  - число экспериментов для каждой точки наблюдения.

### Литература

1. Пробоотбирание и анализ благородных металлов. Справочное руководство для лабораторий. Под ред. И.Ф. Барышникова, изд-во «Металлургия», 1967, 24 с.





## РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ И ХРАНЕНИИ НЕФТЕПРОДУКТОВ

*Башкуров А.Ю. (Российский государственный геологоразведочный университет, bashkurov\_A@inbox.ru)*

### **Аннотация**

В данном исследовании рассматриваются ресурсосберегающие технологии при хранении и транспортировке нефти.

Целью данных исследований является изучение ресурсосберегающих технологий, нахождение методов для своевременного обнаружения утечек в резервуарах для хранения нефти и нефтепродуктов, и утечек в трубопроводе.

**Ключевые слова:** нефтепровод, утечка

Длина магистральных нефтепроводов, существующих на данный момент в России, составляет около 70 000 км. Они транспортируют большую часть добываемой нефти и нефтепродуктов.

Отказы магистральных трубопроводов приводят к полному или частичному прекращению перекачки нефти, что в свою очередь нарушает нормальную работу нефтеперерабатывающих заводов. Аварии, которые возникают в магистральных трубопроводах, сопровождаются разливами нефти и нефтепродуктов, наносят значительный ущерб окружающей среде, также они могут привести к пожарам и взрывам, которые будут иметь катастрофические последствия [1].

По этой причине надежная работа магистрального трубопровода является одной из главных задач при эксплуатации. Эта задача решается как при этапе проектирования, а так и в процессе эксплуатации.

Локализация и ликвидация аварийных разливов нефти и нефтепродуктов включает в себя выполнение многофункционального комплекса задач, внедрение различных методов и использование технических средств. Независимо от характера аварийного разлива нефти и нефтепродуктов первые меры по его ликвидации должны быть направлены на локализацию пятен, чтобы избежать дальнейшего загрязнения участков и уменьшить площадь загрязнения.

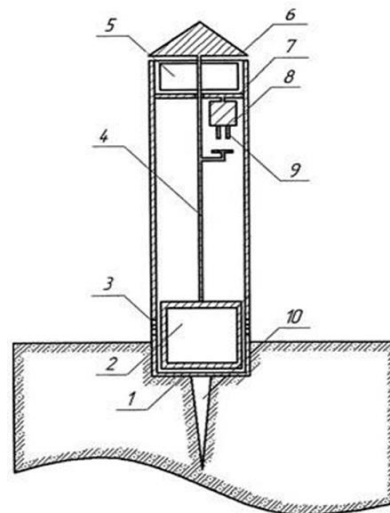
Для решения этой задачи были рассмотрены множество способов обнаружения утечек в нефтепроводах.

Представленный способ позволяет создать устройство, которое позволяет эффективно, своевременно и надежно обнаруживать под снегом наиболее вероятное место утечки нефти, нефтепродукта, воды и любых жидкостей из трубопроводов, так как известно, что температура замерзания нефти и жидких углеводородов в зависимости от содержания парафинистых соединений находится в значении ниже 30 градусов Цельсия [2]. Одновременно с этим, прокачка практически любых жидкостей осуществляется при их положительной температуре, при этом снежная подушка играет роль теплоизолятора. Даже при незначительном порыве трубопровода, на который не среагирует ни одна контролирующая система, работающая на принципе падения давления в трубопроводе, под снеговым покровом с течением времени может образовываться значительное количество веществ загрязняющих окружающую среду, в то же время ценных в производстве, но больше не подходящих для использования. Предлагаемый же метод позволяет решить эту проблему.

Принцип заключается в том, что устройство располагается по трассе трубопроводов в определенном выбранном интервале в пониженных или специально



углубленных местах с устройством обвалований так, что при возникновении утечки из трубопровода продукт, который перекачивается по трубопроводу, поступает внутрь корпуса, представляющего собой полый цилиндр с перфорированной нижней частью. Поплавок начинает движение вверх, по причине проникновения жидкой среды из отверстий за счет выталкивающей силы жидкой среды. На штоке неподвижно закрепленном на поплавке, неподвижно крепится сигнальный флажок, который при всплытии поплавка, благодаря штоку раскрывается и становится визуально опознаваемым с земли или с воздуха. Возможность легкого распознавания сигнального флажка с земли и с воздуха достигается тем, что сигнальный флажок представляет собой узкую и длинную полосу легкой цветной ткани, намотанной на верхний конец штока и при его поднятии раскрывается и развевается на ветру. Также на штоке выше сигнального флажка устанавливается крышка, которая служит для предотвращения попадания атмосферных осадков вовнутрь корпуса в стадии готовности. В случае возникновения утечек перекачиваемого продукта из трубопровода, перекачиваемый продукт поступает в корпус устройства через отверстия, обеспечивая движение поплавка вверх вместе со штоком и одновременно сигнальным флажком и крышкой. Шток устройства центрируется центратором с целью поддержания равновесия устройства и минимизации трения, предотвращения заклиниваний в устройстве. На корпусе устройства или на центраторе крепится передатчик, у которого контакты замыкаются при движении штока вверх. Для надежной установки в вертикальном положении устройства служит штырь. Таким образом, на рисунке 1 приведена одна из возможных принципиальных схем исполнения способа обнаружения утечек нефтепродуктов, воды и иных жидкостей при нарушении целостности трубопроводов, заключающийся в том, что вытекающая нефть, нефтепродукт или иная жидкость поступает в устройства, установленные равномерно по трассе трубопровода в пониженных местах, и, накапливаясь, создает необходимую подъемную архимедову силу для поднятия поплавка, установленного в устройстве, передавая усилия поднятия поплавка через шток или непосредственно на сигнальный флажок для высвобождения сигнального флажка, наблюдаемого визуально при его раскрытии, или передавая усилия для замыкания контактов проводного или беспроводного передатчика радиоиного сигнала, при этом есть возможность совместного использования в устройстве как сигнального флажка для визуального опознавания, так и устройства передающего сигнал иным механизмом.



**Рисунок 1.** Схема устройства для обнаружения утечек.

1 – корпус, 2 – поплавок, 3 – отверстия, 4 – шток, 5 – сигнальный флажок, 6 – крышка, 7 – центратор, 8 – передатчик, 9 – контакты, 10 – штырь



Достоинством предлагаемого устройства является его дешевизна, простота конструкции и надежность в определении места произошедших утечек трубопроводов, сокращение времени обнаружения утечек и значительно меньшее загрязнение окружающей среды.

### **Литература**

1. Константинов Н.А. Потери нефти и нефтепродуктов. – Москва : Недра, 1991.
2. Система обнаружения утечек по волне давления. / Лосенков А.С., Русаков А.Н., Трефилов А.Г., Задорожный В.А и др. // Трубопроводный транспорт нефти. -1998. -№12. -С. 27-30.



## **ОТБОЙКА ГОРНЫХ ПОРОД С ПРИМЕНЕНИЕМ НРС В СКВАЖИНАХ.**

*Емельянов Р.В. (ООО «СиАрСиСи Рус»),  
Иляхин С.В. (МГРИ-РГГРУ)*

**Аннотация:** Проведены лабораторные и полигонные исследования возможности разрушения горной породы с использованием НРС в зарядной камере диаметром более 56 мм. Работы проводились на специальной металлической модели и бетонных образцах.

**Ключевые слова:** НРС, бетонные модели, зарядная камера, вставка, динамометр.

Один из широко применяемых химических способов разрушения горной породы является НРС (невзрывная разрушающая смесь). К преимуществам данного способа относятся: относительная беззвучность раскалывания, отсутствие сейсмического эффекта и разлёта осколков породы, экологическая безопасность и безопасность ведения работ, не требуется специальное разрешение на ведение работ по разрушению горных пород или других материалах. К недостаткам метода можно отнести невозможность его использования в зарядных камерах более 56 мм.[1]. Поэтому были проведены исследования доказывающие использование разрушение горной породы в зарядных камерах более 56 мм.

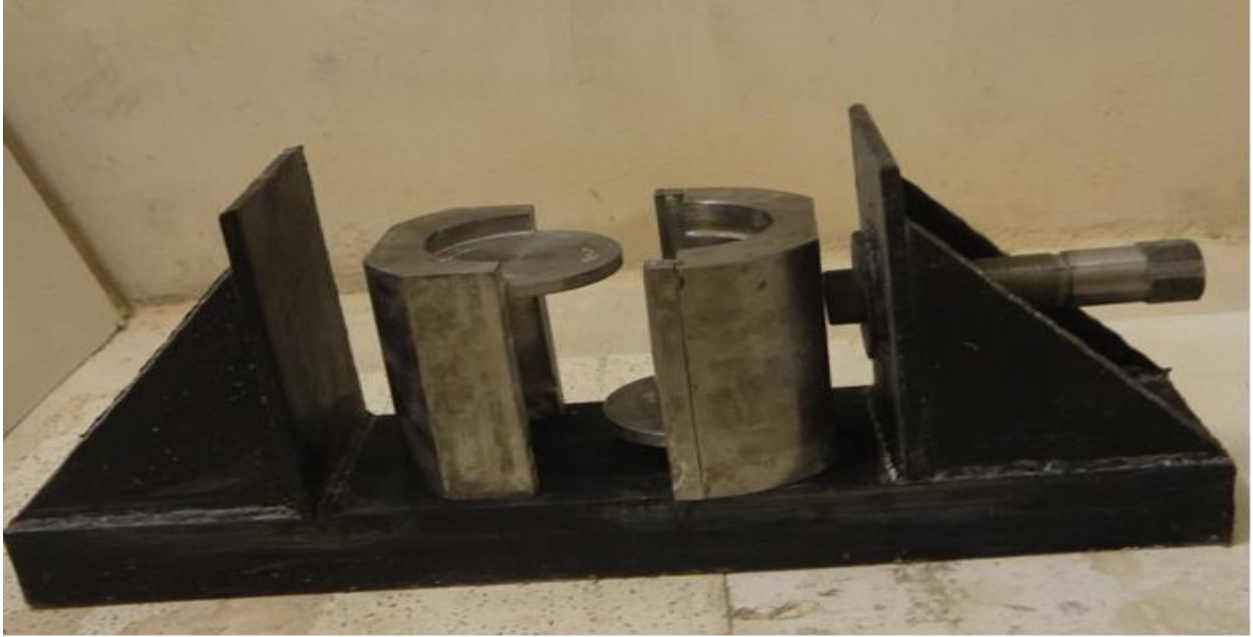
Цель доклада – изучить возможность использовать НРС в скважинах диаметром более 56 мм. при помощи вставок, например, из металла.

Вначале изучение расширения НРС в зарядной камере производилось в лабораторных условиях на металлической модели конструкции Христолюбова В.Д., подробное описание которой изложено в диссертации. [2].

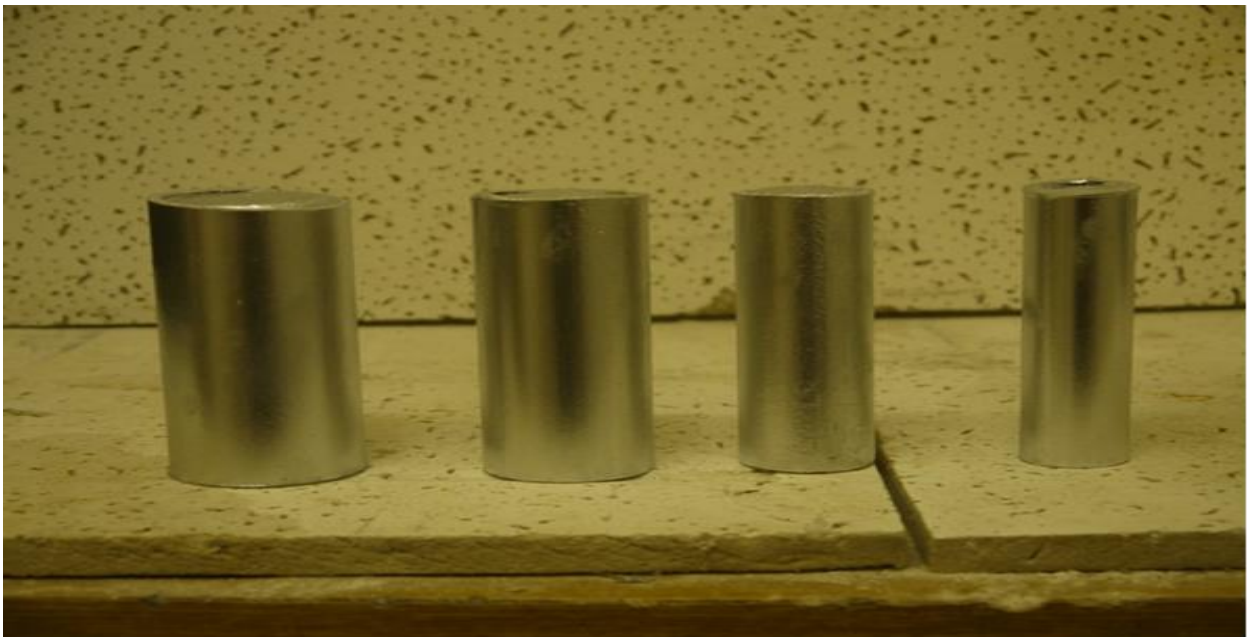
Методика эксперимента – собранную зарядную камеру (Рис.1) устанавливают на подставку строго по оси прибора, (предварительно поместив в ней металлические вставки диаметром 26,32,38,44 мм. Рис.2) прижимают динамометр с помощью винта. После этого, подготавливают рабочую смесь

Путём вращения винта устанавливают нагрузку на рабочую камеру, равную 1/4 максимального усилия развиваемого смесью. Величину нагрузки контролируют по показаниям динамометра.

По началу роста показаний динамометра фиксируют время достижения усилия, развиваемого смесью при заданной величине нагрузки. Далее увеличивают нагрузку на зарядную камеру путем вращения винта и продолжают измерение. Шаг увеличения нагрузки определяется требуемой точностью измерений и рекомендуется равным 1/10 максимального развиваемого смесью усилия. Измерения заканчивают после прекращения интенсивного роста, развиваемого смесью. Записывают показание динамометра, а по окончании эксперимента по полученным результатам строят график. (рис.3.).



*Рис.1. (зарядная камера, металлическая модель).*



*Рис.2. (металлические вставки).*

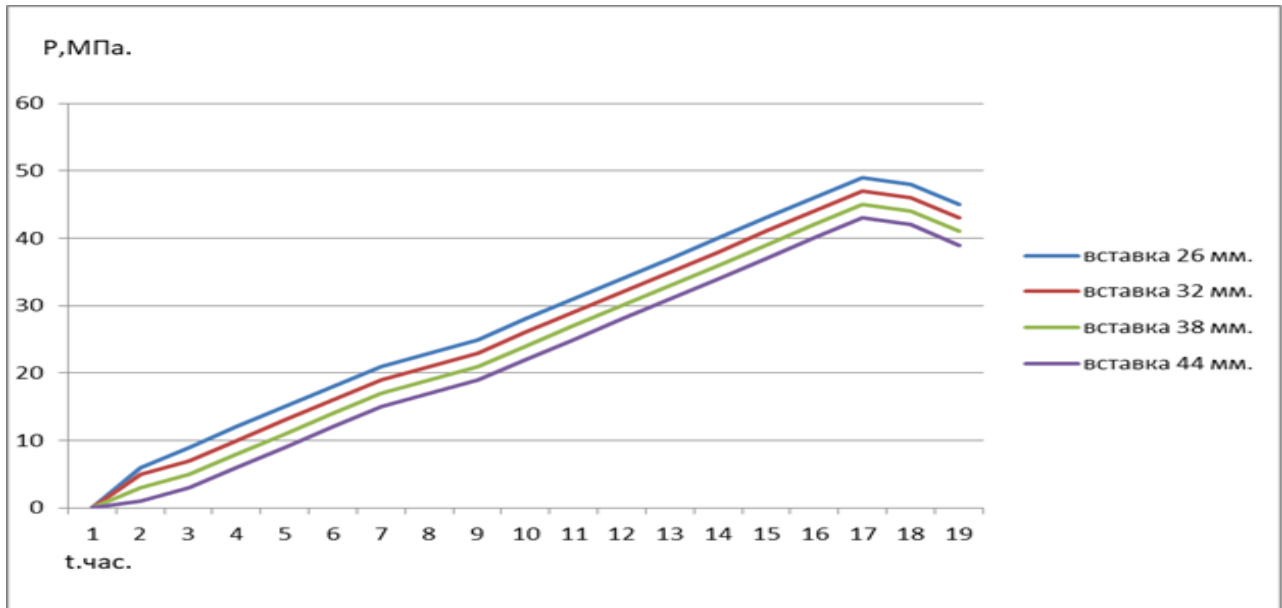


Рис.3.(усилие НРС в зависимости от времени и диаметра вставки).

На основании анализа результатов проведенного эксперимента можно сделать вывод о том, что увеличении диаметра вставки с 26 мм. до 44 мм. развиваемое смесью давление уменьшается на 15-25 %. (рис.3). Причем выброса смеси из зарядной камеры не наблюдается.

Рабочую смесь готовим по той же методике, которая описана в первом эксперименте. Для подтверждения отсутствия выброса НРС из зарядной камеры 100 мм. со вставками и одновременного разрушения были подготовлены бетонные модели высотой 1300 мм., диаметром 300 мм. с зарядной камерой диаметром 100 мм. по центру цилиндрической модели. Для изготовления бетонных моделей использовался цемент марки 500 (соотношение 1:3). Для набора прочности бетона модели набирали прочность в течение 28 дней.

В центр бетонной модели помещаем вставки диаметром 26,32,38,44 мм. и заполняем рабочей смесью. В результате реакции гидратации невзрывная разрушающая смесь твердеет и расширяется, создавая давление на стенки бетонных моделей до 40 – 50 МПа. Самопроизвольного выброса НРС из скважины зафиксировано не было.

После серии проведенных экспериментов на бетонных моделях можно сделать вывод, что при разрушении объектов с помощью НРС допустимо использовать скважину более 56 мм. С применением металлических вставок.



**Рис.4.** (результаты разрушений).

Самопроизвольного выброса НРС из скважины зафиксировано не было, т.е. этот эксперимент доказывает возможность применения зарядной камеры диаметром более 56 мм. для разрушения горной породы с применением НРС.

Выводы:

- 1) Увеличение диаметра вставки уменьшает развиваемое смесью давление на 15-25%.
- 2) Разрушение объектов с помощью НРС допустимо при использовании скважины более 56 мм.

#### **Литература**

1. Христолюбов Владимир Дмитриевич. Невзрывные способы разрушения горных пород .МГИ, 1991.
2. Христолюбов В.Д. Диссертация “Разработка ресурсосберегающего способа добычи минерального сырья невзрывными разрушающими смесями”. Москва-1988г.



## МЕСТА ОБРАЗОВАНИЯ ПЫЛИ ПРИ ВЗРЫВЕ СКВАЖИННЫХ ЗАРЯДОВ В МАССИВЕ ГОРНЫХ ПОРОД НА ОТКРЫТЫХ ГОРНЫХ РАБОТАХ

*Иляхин С.В.\* (МГРИ, [isy11@mail.ru](mailto:isy11@mail.ru)),  
Борисов И.С. (ЛГОК, [borisov\\_i\\_g@lebgok.ru](mailto:borisov_i_g@lebgok.ru)),  
Янсаетова Г.Р. (МГРИ, [gulsiya.yansaitova@mail.ru](mailto:gulsiya.yansaitova@mail.ru))*

**Аннотация** Доклад посвящен определению мест образования пыли при взрыве с целью определения в дальнейшем способов пылеподавления на открытых горных работах и качественного состава пыли.

**Ключевые слова** взрыв, пыль, скважина, карьер

Актуальность проведения исследований по пылеподавлению в процессе ведения буровзрывных работ является ответом на запрос общества по оздоровлению экологии в местах ведения открытых горных работ с использованием энергии взрыва.

Проблема пылеподавления при взрыве возникла с момента, когда глубина разрабатываемых карьеров начала превышать 200 м. Это связано с тем, что на больших глубинах пыль не удаляется естественным образом под действием ветровых потоков. Глубина многих карьеров на настоящее время составляет 250-450 метров и постоянно увеличивается. Сокращение пыли при производстве массовых взрывах осуществляется за счет организационных, технологических, инженерно-технических и санитарно-технических мероприятий [1]. Санитарная зона карьера максимально приближена к городским постройкам.

Многочисленными исследованиями установлено что наиболее неблагоприятными по признаку выхода пыли являются буровзрывные работы, при ведении которых выделяется в атмосферу 30-40% от общего объема пыли [2]. При открытой добыче железных руд, дробление скальных пород при помощи взрывов сопровождается образованием пыли в количестве 45-110 граммов на тонну руды, а её дальнейшая переработка в карьере связана с дополнительным выделением пыли в количествах 50-150 г/т [3].

Цель настоящей работы - проанализировать источники образования пыли при взрыве и дать рекомендации по направлению проведения исследований применительно к пылеподавлению в условиях открытых горных работ.

Рассматривается технология ведения БВР на открытой поверхности при использовании скважин рыхления, заполненных на 2/3 длины заряда взрывчатым веществом и на 1/3 длины забойкой с выполнением перебура длиной 2 м на уступах высотой 15-24 м. В некоторых случаях, при зарезке съездов на нижележащий уступ, длина скважин достигает 24 м. Диаметр скважин по руде принимается равным 0,256-0,27 м.

При осуществлении взрывных работ на рыхление г.п. можно выделить следующие места образования пыли:

- пыль на поверхности взрываемого блока и на боковой поверхности уступа;
- пыль в результате волнового динамического и поршневого действия газов;
- пыль, формирующая пылегазовое облако при взрыве.

I. На поверхности подготавливаемого блока к взрыву оседает пыль:

- фоновая пыль, связанная с эксплуатацией карьера и выполнения всех технологических операций – выемка, погрузка и транспортировка горной массы, перемещение дополнительного транспорта, пыль с отвалов обогащения;
- пыль, осевшая из ПГО от предыдущего взрыва;





- пыль, образующаяся при бурении взрывных скважин рыхления на подготавливаемом к взрыву блоке и оседающая на его поверхности;
- буровой шлам, образующийся при бурении скважин и остающийся около устья скважины;
- пыль, накопившаяся в трещинах горизонтальной и боковой поверхностей уступа, в результате выемки и погрузки руды, а также последующей зачистки поверхности блока для размещения и перемещения буровых станков.

II. Пыль, которая образуется при взрыве скважин рыхления на блоке:

- от инертной забойки в виде хвостов обогащения, песка (от 2-3 диаметров скважины до 5);
- в результате воздействия ударной волны от продуктов детонации на стенки зарядной камеры по длине заряда на расстояние от 1 до 1,5 радиусов скважины, плюс торцевое воздействие на 2-3 диаметра скважин и дополнительно по длине 3-5 диаметров скважины непосредственно над зарядом в месте нахождения забойки, т.е. так называемая зона ближнего действия взрыва (однако, необходимо принять во внимание, что в ближней зоне действия взрыва образуется пыль средне дисперсная, мелкодисперсная и тонкодисперсная и данных в литературе по разделению пыли в ближней зоне действия взрыва по фракциям нет.);
- при формировании радиальных, круговых (концентрических) и откольных трещин и раскрытия существовавших трещин до взрыва в массиве при воздействии напряжения, сформированного взрывом заряда в пределах зоны регулируемого дробления (обычно 30-50 диаметров скважины);
- пыль, образованная в результате смещения разрушенного массива на отдельности при формировании навала горной массы за счет фугасного действия взрыва в сторону свободной поверхности и трения и соударения кусков горной породы в процессе перемещения;
- пыль, образованная при осуществлении вторичного дробления негабаритов взрывным способом.

III. Пылегазовое облако после взрыва формируется за счет пыли, образованной:

- в результате трения инертной забойки о стенки зарядной камеры и соударения частиц забойки при вылете последней из устья скважины рыхления;
- в ближней зоне действия взрыва (3-5 радиусов скважины) и выноса ее на поверхность уступа;
- от действия прорывающихся газов от заряда ВВ через новые трещины и сформированные ранее, поднимая осевшую на поверхности уступа пыль и попавшую в трещины при выемке горной массы, зачистке уступа;
- от взметывания осевшей пыли за пределами границы взрываемого блока на рабочей площадке уступа, а также с боковой поверхности уступа от воздействия газов взрыва последнего ряда скважин.

Анализ мест образования пыли при взрыве позволяет сделать заключение о том, что процесс обеспыливания, при проведении буровзрывных работ, является комплексным. Необходимо учитывать пыль, накопленную на подготовленном к взрыву блоке, сформированную другими технологическими процессами и необходимо разделить пыль образованную взрывом от пыли, которая образовалась в результате выполнения других технологических операций в карьере. Это позволит найти достаточно приемлемые решения по уменьшению образования пыли при взрыве с учетом ее уменьшения по предшествующим технологическим процессам. Для разработки мероприятий по пылеподавлению при взрыве на карьере необходимо установить места образования пыли и выполнить оценку доли каждого в общем количестве образованной пыли при взрыве.



### **Литература**

1. Семенов В.В. Обоснование и разработка способа пылеподавления и нейтрализации вредных газов при массовых взрывах на карьерах. КД. М.: 2008г.
2. Бересневич П.В., Михайлов В.А., Филатов С.С. Аэрология карьеров. — М.: Недра, 1990.-280 с.
3. Повышение энергоэффективности разведочного бурения посредством автоматического регулирования работы теплоутилизационных установок. Головин С.В., Меркулов М.В., Косьянов В.А. Горный журнал. 2018. № 11. С. 51-55.
4. Тихонова О.В. Обоснование параметров буровзрывных работ для снижения пылегазообразования при массовых взрывах на карьерах строительных материалов. КД. Санкт-Петербург, 2006 г.



## **АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ КОРРОЗИЙНЫХ ЗАЩИТ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ**

*Оливетский И.Н.\* (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, [olivetskyin@mgri.ru](mailto:olivetskyin@mgri.ru)),  
Сагитов Т.Б. (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, [sagitovtb@mail.ru](mailto:sagitovtb@mail.ru))*

**Аннотация** Рассмотрены виды коррозий нефтегазопроводов, методы защит и произведен анализ эффективности различных применяемых на данный момент коррозионных защит.

Целью является анализ существующих на сегодня методов защиты магистральных нефтегазопроводов, а также эффективность их применения для обеспечения долгосрочной эксплуатации нефтегазопровода.

**Ключевые слова** Коррозия, коррозионная защита, нефтегазопровод.

Нефтегазопровод в течение всего срока эксплуатации находится в сложном напряженном состоянии под воздействием внутреннего давления перекачиваемого продукта; его работу можно сравнить с сосудом высокого давления. Перекачивание нефти, газа, бензина и подобных им веществ, делает его к тому же чрезвычайно энергонасыщенным сооружением. Это необходимо иметь в виду при определении состава и роли сооружений магистрального трубопровода в обеспечении надежности эксплуатации и уменьшения энергетических потерь в случаях возможных нарушений труб. Нефтегазопроводы являются опасными производственными объектами.

Многие нефтегазопроводы имеют срок службы 20 - 30 лет и более. Они нуждаются в систематическом дефектоскопическом контроле. В настоящее время некоторыми компаниями разработаны долгосрочные программы обеспечения ранней диагностики аварийных ситуаций.

Для нефтегазопроводов используют углеродистые стали обычной прочности, низколегированные повышенной и высокой прочности.

Необходимая долговечность и безаварийность работы нефтегазопроводов прямым образом зависит от качества их антикоррозионной защиты. Для минимизации риска коррозионных повреждений нефтегазопроводы защищают нанесением антикоррозионных покрытий и дополнительно средствами электрохимической защиты (ЭХЗ). В таком случае изоляционные покрытия предоставляют первичную («пассивную») защиту нефтегазопроводов от коррозии, исполняя функцию, так называемого «диффузионного барьера», благодаря которому существенно затрудняется доступ к уязвимому металлу коррозионно-активных агентов (кислорода, воды, воздуха). Для предотвращения возникновения в покрытии дефектов устанавливается система катодной защиты нефтегазопроводов, так называемая «активная» защита от коррозии.

Важную роль играют такие показатели качества изоляционных покрытий, как долговечность, водонепроницаемость, адгезия, механическая прочность, сплошность, экономичность и другие. В совокупности и отдельно взятые, они характеризуют эффективность изоляционных покрытий. Большинство этих способов не способствуют долгосрочной защите труб от коррозии.



В связи с этим возникла острая необходимость создания новой технологии защиты от коррозии внешней поверхности труб.

Данная технология предусматривает нанесение защитного покрытия на внешнюю поверхность труб комплексном технологических антикоррозийных процессов.

Выводы:

1. Покрытия внешней поверхности труб нефтегазопроводов комплексном технологических антикоррозийных процессов является перспективным направлением и требует дополнительного расчета экономической эффективности внедрения.

### **Литература**

1. Хижняков В.И., Глазов Н.П., Налесник О.И. Исследование коррозии трубной стали во влажных грунтах Среднего Приобья // Коррозия и защита скважин, трубопроводов и морских сооружений в газовой промышленности. М.: ВНИИОЭГазпром, 1982.
2. Повышение энергоэффективности разведочного бурения посредством автоматического регулирования работы теплоутилизационных установок. Головин С.В., Меркулов М.В., Косьянов В.А. Горный журнал. 2018. № 11. С. 51-55.
3. РД 39Р-00147105-025-02 Методика определения остаточного ресурса изоляционных покрытий подземных трубопроводов.



## **ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПУТЕМ ВНЕДРЕНИЯ АВТОМАТИЗАЦИИ ДОЖИМНОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

*Оливетский И.Н.\* (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, [olivetskyin@mgri.ru](mailto:olivetskyin@mgri.ru)),*

*Карамоч И.П. (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, [karamochip@mail.ru](mailto:karamochip@mail.ru))*

**Аннотация** Рассмотрено повышение энергоэффективности путем внедрения автоматизации дожимной насосной установки на нефтяном месторождении.

Целью является осуществление и разработка проекта полной автоматизации дожимной насосной установки (ДНУ), предназначенной для управления технологическим процессом перекачки нефти.

**Ключевые слова** ДНУ - дожимная насосная установка, АСУ ТП - автоматизированная система управления технологическим процессом.

Процесс добычи и перекачки нефтяных продуктов существенно зависит от постоянного контроля и поддержания на определенном уровне технических и производственных параметров, для полного обеспечения контроля качества добываемого и перекачиваемого нефтепродукта. Обеспечение с определенной точностью параметров всех процессов, при ручном управлении является не возможным. Для этого требуется внедрения современных технических средств с необходимыми приборами, информационно-измерительными системами и системами автоматического управления.

Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП) — набор решений технических и программных средств, направленных на автоматизацию управления технологическим оборудованием. Под АСУ ТП в основном понимается полное целостное решение, способствующее автоматизации основных операций технологического процесса на производстве.

Понятие «автоматизированный», в сравнении с понятием «автоматический», указывает на потребность участия человека в отдельных стадиях операций, как в целях сохранения контроля над процессом, так и в связи со сложностью или нерациональностью автоматизации определенных операций.

Составными частями АСУ ТП могут быть отдельные системы автоматического управления и автоматизированные устройства, объединенные в единый комплекс.

АСУ ТП обладает единой системой операторского управления технологическим процессом в виде одного или нескольких пультов управления, средствами обработки и архивирования информации о ходе процесса, типовыми элементами автоматики: датчики, устройства управления, исполнительные устройства. Промышленные сети, протоколы применяются с целью информационной связи всех подсистем. АСУ ТП предоставляет оперативную информацию персоналу, которая позволяет диагностировать состояние оборудования, контролировать и управлять технологическими процессами, дает возможность определения причин неполадок стабильного режима работы и анализа всех рабочих ситуаций возникающих во время процесса.

В работе приведена характеристика объекта автоматизации, прописано современное состояние работы оборудования дожимной насосной установки, а также эффективность



применения системы АСУ ТП. Произведено описание технологического процесса. Проведя применения действующих ранее способов оценки технико-экономической эффективности АСУ ТП, обнаружена потребность организации дальнейших исследований по улучшению алгоритмов решения данной задачи с учетом особенностей работы дожимной насосной установки.

### **Литература**

1. Построение системы АСУ ТП на нефтяном Предприятии Иванов А.А. 2012г 141 с., г. Алматы.
2. Методические указания к оценке экономической эффективности технических систем в дипломном проектировании для студентов направления АСУ ТП. Доцент И.А. Силифонкина, ассистент М.П. Ермакова, отв. Редактор к.э.н. Тюмень 2013. -32с.



## ЦИФРОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ПРИ БУРЕНИИ НА ТВЁРДЫЕ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ СТАЦИОНАРНЫМИ БУРОВЫМИ УСТАНОВКАМИ.

Крылков М.Ю. (МГРИ, [m.krylkov@mail.ru](mailto:m.krylkov@mail.ru)),  
Савинов Д.А. (МГРИ, [dan.savinov@gmail.com](mailto:dan.savinov@gmail.com))

**Аннотация.** Показана возможность управления работой бурового снаряда за один оборот его вращения.

**Ключевые слова.** Микропроцессоры. Полевые протоколы. Датчики. Электропривод. Микроконтроллер. SCADA. Скорость передачи информации.

Для управления вращением бурового снаряда следует выбрать высокودинамичный привод, а именно: однодвигательный привод на базе асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором и векторным управлением (рис.1).

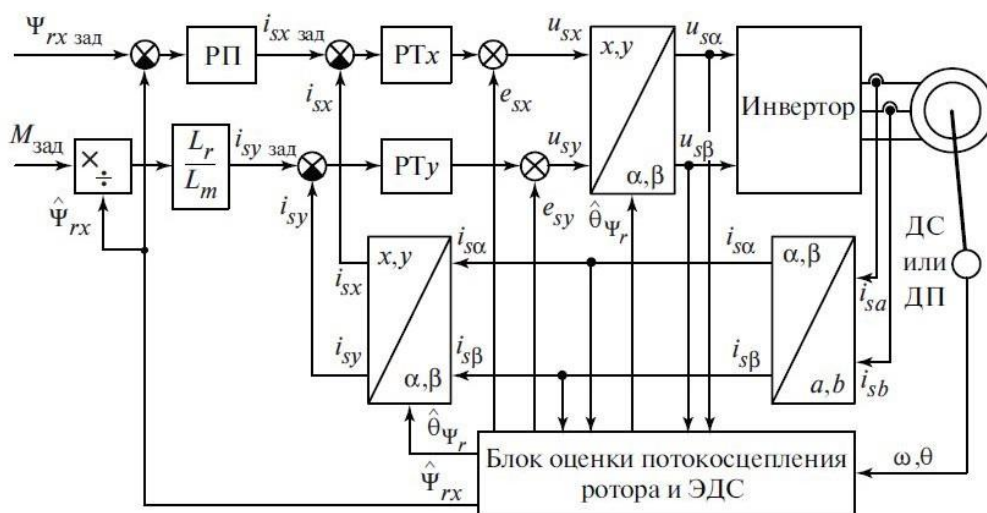


Рисунок 1. Схема векторного управления асинхронным двигателем.

Отметим, что данный привод работает на полевом уровне современной промышленной автоматизации (рис.2). Современная автоматика четвёртого поколения отличается от остальных тем, что в ней широко поддерживаются Интернет технологии. Стирается граница между верхним и нижним уровнем управления (рис. 3). Автоматика четвёртого поколения обладает высокой степенью децентрализации, унификацией исполнения на устройствах различного типа, характеризуется кросс-платформенностью [3,4].

После сделанного замечания о месте нашего привода в обобщенной структуре

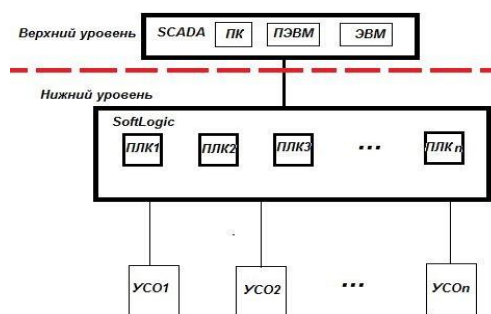


средств автоматизации технологического уровня, включающего бурение, рассмотрим возможности векторного управления асинхронным электродвигателем (рис.4).



**Рисунок 2.** Производственные уровни автоматизации АСУТП на базе автоматики 4-ого поколения.

В третьем и четвёртом поколениях автоматике используются децентрализованные полевые протоколы. В них каждый датчик и привод снабжены микроконтроллером, способным обрабатывать сигнал, реализовывать алгоритм управления и общаться по сети передачи данных не только с рабочей станцией АРМ АСУ ТП, но и между собой, и преобразователями частоты асинхронных двигателей, в целях реализации оптимального алгоритма управления процессом бурения.



**Рисунок 3.** Пояснение к тому, чем отличается автоматика 3-го поколения от 4-ого.

Оценим возможность цифрового экстремального регулирования за время одного оборота колонны бурильных труб. Электропривод состоит из трёх основных





частей: электродвигателя, преобразователя и системы управления. Система управления получает входные сигналы с разных датчиков электропривода (двигателя) и от контроллеров, собирающих информацию о самом процессе бурения для формирования управляющих сигналов (рис.2, 3) и на основании этой информации формирует сигналы для инвертора, который обеспечивает (задаёт) требуемые амплитуду и угловое положение вектора напряжения (или тока) статора. При этом амплитуда и положение вектора потокосцепления ротора рассчитывается с помощью наблюдателя. Амплитуда и положение вектора потокосцепления ротора относятся к неизмеряемым параметрам системы управления [1, 2].

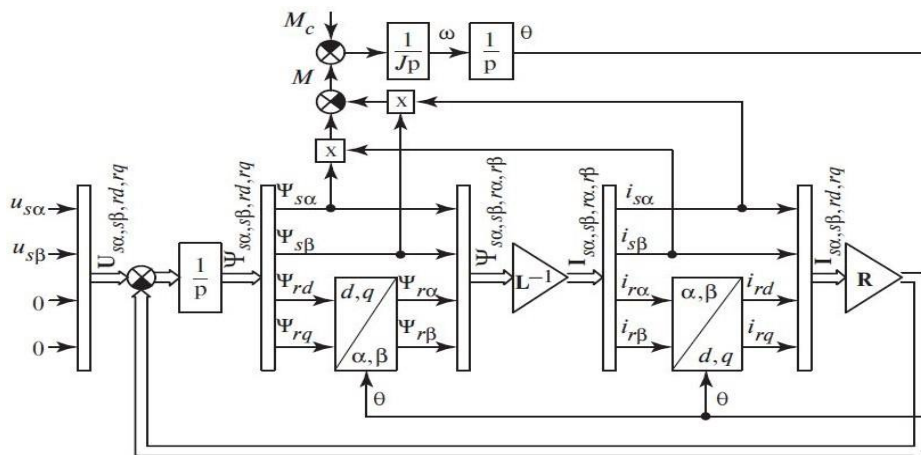


Рисунок 4. Модель асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором [1,2]:  $p$ - оператор

дифференцирования:

;  $M_c$  – момент сопротивления

Для реализации векторного управления нужно также задать параметры самого электродвигателя и параметры конструктивных особенностей. Нужно задать: количество пар полюсов, соединение обмоток двигателя (Y/Δ), сопротивления обмоток статора, индуктивности по осям  $d$  и  $q$  (рис.4). Надо также определить момент инерции ротора, демпфирование, коэффициенты против-ЭДС и трения. Эти параметры определяются экспериментально.

Регулирование скорости асинхронного двигателя (АД) осуществляется путём изменения частоты и текущих переменных асинхронного двигателя и взаимной ориентацией их векторов в декартовой системе координат. Система управления является многоконтурной, и необходимо оценить производительность контроллеров, чтобы они успевали рассчитывать управляющие сигналы для магнитного потока и



момента двигателя. С помощью датчиков тока определяются токи фаз статора, затем определяются токи ротора  $i_{rd}$  и  $i_{rq}$  (рис.4) и их значения подаются на вход контроллера тока. Контроллер формирует опорные напряжения и отправляет их на широтно импульсный преобразователь (ШИМ). ШИМ в свою очередь формирует команды инвертору для управления ключами. Дополнительно контроллеру токов добавляется контроллер скорости, компенсатор перекрёстных связей и защита.

Рассмотренная структура должна постоянно осуществлять преобразования Кларка и Парка. Три контроллера должны успеть выполнить свои вычисления за один оборот бурового снаряда, это за 0,03 секунды (если  $\omega=2000$  об/мин) или за 30 мс, или за 30000 мкс. Что же даёт современная электроника? Её контроллеры работают на частоте 5 мкс и 100 мкс, что вполне достаточно для управления на одном обороте бурового снаряда. Современные контроллеры имеют производительность свыше 1 млн. операций в секунду, обычно от десятков млн. операций в секунду до сотен млн. операций в секунду [1,2]. Скорость передачи информации от датчиков, работающих на частоте и их самих также достаточна для управления на «одном обороте бурового снаряда». Предполагается использование датчиков на элементах Холла с CAN-интерфейсом.

Таким образом, в условиях автоматизации четвёртого поколения возможно экстремальное регулирование работы приводов стационарных буровых установок за один оборот вращения бурового снаряда.

Расчеты параметров режима бурения по критериям оптимизации, естественно, выполняются на верхнем уровне SCADA системы, например, в отечественной системе MasterSCADA 4D. Она в рамках одного проекта позволяет программировать:• программируемые логические контроллеры (ПЛК); локальные панели управления (HMI-панели); рабочие места операторов (АРМ) [3,4].

### **Литература**

1. А л е к с е в В.В. Электрический привод. Моделирование приводов с векторным управлением горного оборудования [Текст] : учебное пособие / В. В. Алексеев, А. Е. Козярук, С. В. Бабурин ; Нац. минерально-сырьевой ун-т "Горный". - Санкт-Петербург : 2013. - 52, [5] с. : ил., табл.; 20 см.; ISBN 978-5-94211-605-7
2. А н у ч и н А.С. Системы управления электроприводов: учебник для вузов. - М.: Издательский дом МЭИ, 2015. — 373. с.: ил.
3. В а р л а м о в И.Г. SCADA нового поколения. Эволюция технологий – революция системостроения // Автоматизированные информационно-управляющие системы в энергетике. 2016. №2 (79).



4. Б а с и н с к и й В.Г., Ж е р н а к о в А.П., К р ы л к о в М.Ю. Лекция 8. "Современные цифровые системы автоматического управления" [Электронный ресурс МГРИ] : учебно-методическое пособие к курсам «Автоматизация технологических процессов» и «Теория автоматического управления» для студентов специальности «горный инженер» . М.: МГРИ-РГГРУ, 2018.- 33 с. ил.
5. К о с ь я н о в В.А., М е р к у л о в М.В., К у л и к о в В.В., Б у р м и с т р о в А.В., Б у р м и с т р о в В.А., Ч е р е з о в Г.В. Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2014. № 1. С. 85-88.ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ (ГНБ)



## CO<sub>2</sub> – НОВОЕ ЖИДКОЕ ТОПЛИВО

Алимова М. М. (МГРИ, [munisaalimova999@gmail.com](mailto:munisaalimova999@gmail.com)),  
Щербакова К. О. (МГРИ, [sherbakovak@mgri.ru](mailto:sherbakovak@mgri.ru)),  
Чекалов А. Ю. (МГРИ, [aychekalov@gmail.com](mailto:aychekalov@gmail.com))

**Аннотация:** На сегодняшний день проблема загрязнения окружающей среды и глобального потепления всем широко известна и нефтегазовая индустрия также оказывает большое влияние. Выбросы углекислого газа загрязняют окружающую среду и отрицательно влияют на глобальное потепление. Существующие методы не являются эффективными. В связи с этим хотелось бы предложить новый, эффективный и экономически выгодный метод.

**Ключевые слова:** глобальное потепление, выбросы CO<sub>2</sub>, утилизация, фотосинтез, переработка, топливо, декарбонизация.

На сегодняшний день проблема загрязнения окружающей среды и глобального потепления всем широко известна. И та роль, которую играет нефтегазовая индустрия, не менее важна для решения данных проблем. Как известно существует нерешенная проблема нефтегазовой отрасли – это сжигание попутного газа, последствие которого – выброс углекислого газа (CO<sub>2</sub>) в атмосферу.

Выбросы CO<sub>2</sub> загрязняют окружающую среду и отрицательно влияют на глобальное потепление. Происходит таяние льдов, уровень Мирового океана постоянно растет, образуются озоновые дыры и идут оксидные дожди. Они влияют на все живое, в том числе и на человека [4]. «Изменение климата – главный вопрос нашего времени – поворотный момент нашей истории», – Генеральный секретарь ООН Антониу Гуттерриш [1]. Открытый источник *Global Carbon Atlas* (рис. 1) приводит сведения о загрязнении атмосферы, где за 2018 год выбрасывается около 343 млн тонн углекислого газа с горящих факелов на морских платформах [2,3].

Для решения данной проблемы крупные игроки нефтегазового рынка уже задумываются о путях решения данной проблемы и внедряют новые технологии для улучшения/«очистки» старых процессов. Распространенными технологиями переработки CO<sub>2</sub> являются:

- Захват и сохранение углекислого газа (декарбонизация) – захват и сжигание диоксида углерода.
- Закачивание в пласт – выделяемый в процессе бурения CO<sub>2</sub> закачивают обратно в пласт для повышения нефтеотдачи.

Также 8 ноября 2012 года правительством Российской Федерации было принято постановление «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», в котором установлено предельное допустимое значение показателя сжигания или рассеивания ПНГ в размере не более 5% объема добытого попутного нефтяного газа. Но как показывает статистика данный закон не является решением нашей проблемы. Необходим новый подход к данной актуальной проблеме.

Альтернативным решением данной проблемы может выступить утилизация попутного газа. Переработка и сжижение природного газа на суше хорошо освоена, но для морских буровых платформ является серьезной проблемой [5]. Поэтому новый и нестандартный подход может послужить эффективным решением. Решением предлагается система искусственного фотосинтеза - восстановление CO<sub>2</sub> до СО под действием света и металлических катализаторов с выделением кислорода.



Предлагается использовать мембрану из анионообменной смолы, которая при смачивании будет подавать  $\text{CO}_2$  в сторону реакции по превращению  $\text{CO}_2$  в  $\text{CO}$  (рис. 2). Мембрану возможно поместить в капсулу. Условно данное приспособление можно назвать «листьями», которые будут забирать из воздуха  $\text{CO}_2$  и отдавать кислород, вырабатывая при этом  $\text{CO}$ , нужный для синтеза полезных углеводородов. По расчетам из таких «листьев» общей площадью  $122 \text{ м}^2$  можно производить около  $0,4 \text{ т}$   $\text{CO}$  в сутки, по цене примерно  $12000 \text{ руб./т}$ . КПД процесса ожидается примерно в  $14\%$ , что примерно в  $5$  раз выше, чем эффективность настоящего фотосинтеза у растений. При этом вся установка сможет за сутки снижать концентрацию  $\text{CO}_2$  на  $10\%$  на территории в радиусе  $100$  метров.

В результате, экологически безопасные морские платформы путем восстановления  $\text{CO}_2$  до  $\text{CO}$  с  $0\%$  выбросом  $\text{CO}_2$ , создают новые возможности для бизнеса в период энергетического перехода и декарбонизации. Возможно охватить  $6$  стратегических Целей устойчивого развития ООН, предоставляя возможность улучшить наш экологический след и помочь внести вклад в достижение целей в области устойчивого развития ООН [1]. Данное решение позволяет не только снизить количество выбросов  $\text{CO}_2$ , но является экономически выгодным.

### **Литература**

1. Меры по борьбе с изменением климата [Электронный ресурс] // Саммит ООН 2019 – Режим доступа: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/ru/climate-change/>
2. Сведения о загрязнении атмосферы за 2018 г. [Электронный ресурс] // Global Carbon Atlas – Режим доступа: <http://www.globalcarbonatlas.org/ru/CO2-emissions>
3. 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.
4. Фрейман Л. А. Попутный нефтяной газ: цифры и факты / Корба О. И // Вестник химической промышленности. – 2012. – № 5.
5. Пуртов П. Лучший путь для попутного газа / Аджиев А., Мегедь А. // Нефть России. – 2014. – № 1 – 2.

Научный руководитель: Н. В. Соловьёв д.т.н., профессор



## БУРЕНИЕ МОРСКИХ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН В АРКТИКЕ

Андреева А.А. (МГРИ, minniemouse01@bk.ru)

Смирнова В.В. (МГРИ, valentine-sm@yandex.ru)

**Аннотация:** В статье описывается процесс разведки и разработки морских нефтегазовых месторождений. Приведены основные типы буровых установок, рассмотрены принципы их работы. Выявлены и обоснованы основные проблемы, связанные с экологическими последствиями разлива нефти.

**Ключевые слова:** Арктика, морские нефтегазовые месторождения (МНГМ), буровые установки, экологический контроль.

Арктика представляет собой огромное пространство с мощнейшими запасами полезных ископаемых. Однако суровый климат и труднодоступность Арктики осложняют и тем самым ограничивают доступ человека к ее природным ресурсам.

Бурение скважин на море в основном осуществляется с использованием такого же оборудования, как и на суше. Основная сложность и специфика проведения буровых работ в море обуславливается окружающей средой, высокой стоимостью и уникальностью технических средств. Основными факторами, определяющими возможность строительства и эксплуатации нефтепромысловых объектов в море, являются глубина моря, температурные условия, ветер, волнения, течения, ледовый покров, химический состав воды.

Буровые установки и их типы непрерывно совершенствуются с тем, чтобы наилучшим образом соответствовать условиям бурения на море в различных регионах мира. В настоящее время используются следующие основные типы буровых установок: 1) буровые баржи; 2) вспомогательные суда; 3) полупогружные буровые установки; 4) самоподъемные буровые установки; 5) буровые суда (рис. 1). Морские буровые установки представляют собой сложные инженерные сооружения различного архитектурно-конструктивного типа. Условия их эксплуатации предъявляют к ним специфические требования, удовлетворение которых внесло ряд принципиальных изменений в сложившуюся традиционную практику проектирования и строительства судов. Конструкции платформ могут значительно различаться в зависимости от глубины, на которой находится цель бурения, а также от характеристик месторождения. Все морские буровые установки обладают определенной автономностью, которая обеспечивается генераторами энергии и опреснителями воды, установленными на ней.

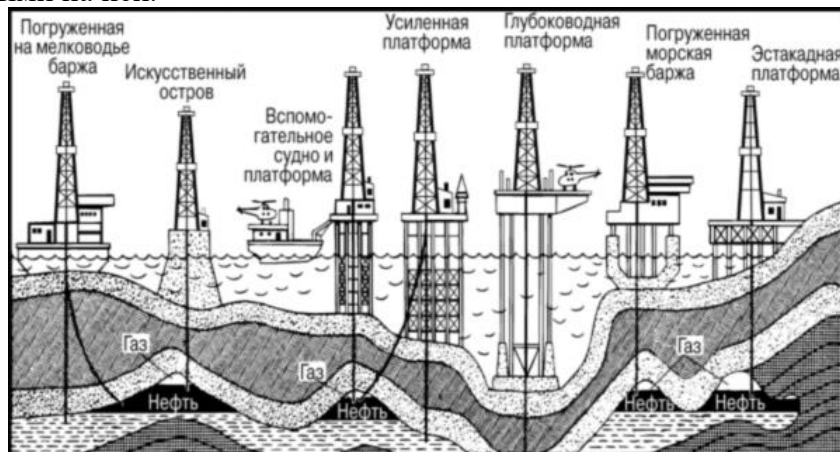


Рисунок 1. Типы морских буровых установок.



Скважина строится путем бурения отверстия большого диаметра, обычно 914 мм, через верхние 40-60 м пород. В скважину спускается труба диаметром 762 мм и закрепляется в ней цементом. Затем внутри этой трубы и под ней пробуривается отверстие диаметром 660 мм, часто на глубину 500-600 м ниже поверхности, а после этого таким же путем устанавливается и цементируется труба диаметром 508 мм. Этот процесс повторяется вплоть до пласта, где диаметр эксплуатационной колонны часто составляет 244 мм и даже меньше. Реальные размер и глубина, выбираемые для различных участков ствола, значительно варьируются в зависимости от ожидаемого потенциального дебита скважины, глубины пласта, пород, которые, предстоит пробурить, и возможных технических проблем.

Скважины, пробуренные на шельфе, можно разделить на скважины с подводным заканчиванием и скважины с расположением на платформе. Платформенные скважины выполняются со всеми наружными клапанами и трубами, расположенными на самой платформе, что позволяет легко производить ремонт и эксплуатировать скважины. Эксплуатационные скважины с подводным заканчиванием тоже могут быть пробурены и оснащены клапанами и трубами, расположенными на морском дне. Они затем прикрепляются к основной платформе, но на некотором расстоянии от нее, где регуляторы клапанов и трубопроводы присоединяются к уже существующей инфраструктуре. Подводная скважина экономически эффективна в тех случаях, когда небольшие залежи углеводородов расположены поблизости от уже существующей инфраструктуры, но до которых трудно добраться с основной платформы, уже задействованной для других скважин. Крупный и мелкий ремонт на подводных скважинах требует использования плавучей буровой установки. Это может означать прекращение добычи из упомянутой скважины и ожидание прибытия установки для выполнения ремонтных работ, что может привести к значительным потерям в добыче, а ремонт скважины, естественно, может оказаться слишком дорогим, поскольку плавучая буровая установка и её техническое обеспечение обходятся дорого.

Основные этапы работ по освоению морских нефтегазовых месторождений:

1. Проведение геолого-геофизических работ (сейсморазведочные работы);
2. Поисково-разведочное бурение, по результатам которого дается предварительная геологическая оценка открытого месторождения;
3. Эксплуатационное бурение, предусматривающее строительство скважин для промышленной добычи нефти и газа;
4. Проектирование и строительство морских платформ различных типов;
5. Обустройство морского промысла, включающее комплекс работ по строительству нефте- и газохранилищ, отгрузочных терминалов, прокладке подводных трубопроводов, сооружению промежуточных насосных станций и т.д.;
6. Эксплуатация месторождения, техническое обслуживание (основным объектом является скважина, от состояния которой зависит рентабельность месторождения). Временной период работы оборудования 25-30 лет.
7. Ликвидация морского промысла, демонтаж промысловых гидротехнических сооружений и их утилизация.

Проблемы при освоении МНГМ (морских нефтегазовых месторождений):

1. Создание современных технологий и технических средств, необходимых для обустройства и эксплуатации северных морей;
2. Создание единой научно-производственной базы по разработке проектов, изготовлению и строительству морских инженерных сооружений;
3. Необходимость международного объединения научного потенциала;



4. Создание индустрии сжиженного газа, максимально приближенной к местам добычи;
5. Создание подводных нефтегазовых промыслов на труднодоступных акваториях;
6. Создание нормативной базы обеспечения работ на шельфе.

Освоение ресурсов шельфа ведет к соответствующему обязательству по защите окружающей среды и ее сохранению. Осуществление крупных технических решений на шельфе должно базироваться на научно-обоснованной концепции единого природно-хозяйственного комплекса. Комплекс технических средств, необходимый для обеспечения должного уровня защиты морской среды, должен соответствовать мировому опыту проведения морских поисково-разведочных работ с учетом региональных особенностей гидрометеорологического режима.

В ходе разработки месторождения необходимо ввести экологический контроль и использовать его результаты для снижения последствий промышленной деятельности в регионе. Особенно важно проводить исследования окружающей среды на ранних этапах разработки месторождения в процессе выбора концепций и их оптимизаций. Необходимо разработать также меры по прогнозированию последствий загрязнения окружающей среды. Ликвидация нефтяных пятен в водах со льдом намного сложнее, чем в открытом море, поэтому утечки нефти будут иметь более продолжительные последствия для экологии (рис. 2). Прибрежные районы особенно важны для морских птиц, поэтому именно они чаще всего страдают от разливов нефти.



Рисунок 2. Разливание 95 тонн нефти в Северном море на платформе Clair.

**Заключение.** Поскольку климатические условия этого региона очень суровые и характеризуются низкими температурами на протяжении почти всего года, процесс самоочистки моря и распада загрязняющих веществ будет протекать очень медленно. Хорошее состояние окружающей среды ставит особые требования к промышленной деятельности в этом регионе. При планировании любых работ необходимо разрабатывать специальные меры по снижению загрязнения до минимума.

### Литература

1. В. Г. Кузнецов, Н. Е. Щербич, А. И. Сазонов, С. Е. Кузьменко «Особенности бурения скважин на арктическом шельфе» // Учебное пособие – Тюмень: ТюмГНГУ, 2016. – 53 с.





2. В.М. Подгорнов «Введение в нефтегазовое буровое дело» // Учебное пособие для вузов. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – 119 с.

## **СТАТИСТИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ПРОБЛЕМАМ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ГЛУБОКИХ СКВАЖИН**

*Артеева Е.А. (МГРИ, sunny.arteeva@mail.ru)  
Ганджумян Р.А (МГРИ, gandzhumyanra@mgi.ru)*

### **Аннотация**

В статье приведены сведения о технологических процессах бурения, которые приводят к отрицательному влиянию на результаты измерений, также технологические параметры, анализ которых может дать необходимую информацию по формированию более эффективной технологии бурения, основанный на численных методах, таких как Фурье преобразование, прогнозирование и математическое моделирование.

**Ключевые слова:** показатели бурения, случайный процесс, статистическая оценка, автокорреляционная функция, моделирование, прогнозирование.

Процесс бурения скважин относится к сложным технологическим процессам, характеризуемым большим числом параметров, часть из которых изменяются случайным образом. Важнейшим звеном этого процесса является взаимодействие породоразрушающего инструмента — долота с породой, во многом определяющее эффективность строительства скважины.

Несмотря на случайный характер процесса бурения, выявлены определенные функциональные зависимости, позволяющие создавать математические модели и оптимизировать технологические процессы.

Эффективность бурения зависит от комплекса факторов: осевой нагрузки на долото, частоты вращения долота, расхода бурового раствора и параметров качества бурового раствора, типа долота, геологических условий, механических свойств горных пород.

Таким образом, при бурении скважины приходится сталкиваться с отдельными операциями или процессами, многократно повторяющихся в неизменных условиях. На результаты наблюдений и измерений, проводимых в процессе бурения, влияют различные случайные воздействия, которые вносятся в процесс измерений.

В таких случаях, при оценке количественных показателей бурения, приходится пользоваться средними величинами. Статистическая обработка данных наблюдений, количественных показателей бурения и инклинометрических замеров, проводившаяся в разное время, позволила:

- Достоверно оценить качественные показатели бурения (среднюю проходку на долото и средняя величину времени его эффективной работы);
- Использовать статистические методы при проектировании режимов бурения;
- Установить закономерности естественного искривления скважины.

Для технологического процесса бурения скважины характерны следующие основные особенности, способствующие отрицательному влиянию на результаты измерений и непрерывному изменению заданных параметров:

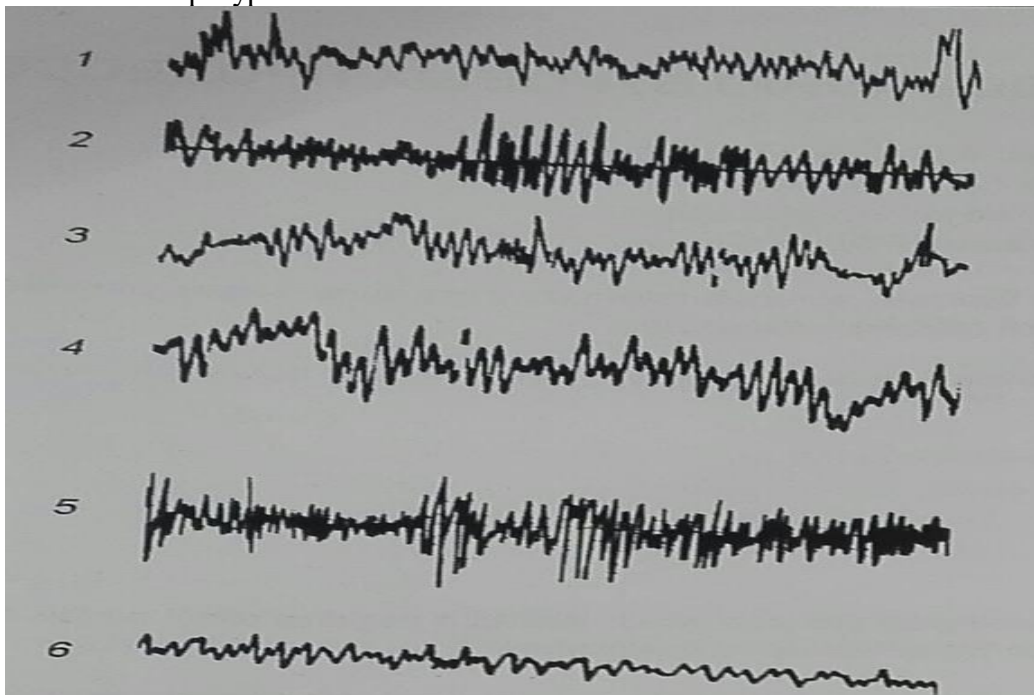
- Большая изменчивость физико-механических и структурных свойств горных пород, скачкообразный характер изменения угловой скорости вращения и самого процесса разрушения пород;
- Колебательные и переходные процессы в бурильной колонне;
- Наличие различных видов трения бурильной колонны о стенки скважины;



- Запоздывание и искажение получения информации с забоя и передачи регулирующего воздействия в обратном направлении;
- Сложное динамическое поведение бурильной колонны, особенно ее сжатой части (центробежные усилия, возникающие на эксцентричных, несбалансированных по массе участках колонны и в замковых соединениях);
- Изменение крутящего момента и сжимающего колонну осевого усилия из-за трения между стенками скважины и компоновкой низа бурильной колонны;
- Интенсивное изнашивание породоразрушающего инструмента и забойного двигателя.

В этих условиях результаты очень многих наблюдений или экспериментов характеризуются не определенными числовыми значениями, а некоторой числовой функцией, которая может принять тот или иной вид. Такая функция, значения которой при фиксированных показателях аргументов являются случайными величинами, называются случайной функцией.

На рис.1 приведена лишь небольшая часть типичных осциллограмм амплитудных изменений забойных процессов, полученных с помощью глубинной измерительной аппаратуры.



**Рисунок 1** – Примеры реализаций случайных процессов, записанные с помощью забойных регистрирующих устройств: 1- ускорение вибрационного смещения; 2,3,4,5 – продольные колебания (трехшарошечные колебания); 3 – крутильные колебания (долото PDC)

К анализу амплитудно-частотного спектра можно подойти, если принять его как случайный процесс. Анализируя в этом аспекте колебательный процесс, можно решать задачу статистической оценки значений полученных кривых, выполнив следующие операции:

1. Устанавливаются, является ли случайные процессы стационарным и органическим. Стационарным считается процесс, у которого статистические характеристики являются установившиеся, то есть условия, вызывающие их, не меняется со временем или со временем органическим считается процесс, имеющий один и те же статистические характеристики.



2. Непрерывный процесс  $X(t)$  реализация заменяется последовательностью чисел на верными значениями такая замена называется дискретизацией во времени, то есть рассматриваем отрезок кривой разбивается на  $N$  равных частей с определенным шагом во времени и преобразовывается в цифровую форму.

3. Вычисляется математическое ожидание и дисперсия.

4. Вычисляется корреляционная функция  $K_x(t_i, t_j)$ , позволяющая учесть связь между значениями случайного процесса при различных значениях аргумента  $t$ . Эта функция отражает внутреннюю структуру процесса степени зависимости существующей между значениями случайного процесса в различные моменты времени.

5. Вычисляется спектральная плотность, позволяющее судить о частотных свойствах случайного процесса и характеризующие его интенсивность при различных частотах.

6. На основе выше проделанных операций можно создать модель для прогнозирования того или иного процесса, что позволит вовремя избежать негативных осложнений, влияющих на процесс бурения.

Исключительный интерес представляет измерение вибраций бурового инструмента в процессе бурения. Частотный и амплитудный спектр вибрационных колебаний характеризует упругие свойства горных пород и, в свою очередь, несет информацию о литологическом составе разбуриваемого пласта.

Регистрируя сигнал от вибродатчика продольных колебаний, установленного вблизи долота, и, исследуя частотный спектр сигнала при бурении в различных блоках горного массива, можно заметить основную гармонику, равную трехкратной частоте вращения долота (по количеству шарошек).

С увеличением твердости разбуриваемых пород растет амплитуда сигнала вибрации, частотный спектр колебаний достаточно хорошо дифференцируется и коррелируется с данными акустического каротажа, надежно дифференцируя разрез по буримости.

На уровне количественных свойств и отношений для бурящейся скважины можно указать конечное множество переменных, практически полно описывающих процесс разрушения горных пород. В работе приведено общее уравнение для расчета механической скорости бурения:

$$V_m = K_b \left( \frac{G}{S_k} \right)^a n^b \left( \frac{Q \cdot \rho}{S_n \mu} \right)^c \left( \frac{D}{2d} \right)^e \left( \frac{10}{\Delta P_p} \right)^f \quad (1.1)$$

где  $K_b$  – коэффициент буримости, характеризующий петрофизическую характеристику горной породы (учитывает прогнозные и фильтрационные свойства);

$G$  – нагрузка на долото;  $S_k$  – площадь зубьев, находящихся в контакте с горной породой;

$n$  – частота вращения долота;  $Q$  – расход промывочной жидкости;  $\rho$  – плотность промывочной жидкости;  $S_n$  – площадь сечений промывочных отверстий насадок;  $\mu$  – вязкость промывочной жидкости;  $d$  – диаметр бурильных труб;  $D$  – диаметр скважины;

$\Delta P_p$  – расчетное дифференциальное давление;  $a, b, c, e, f$  – коэффициенты модели.

Изучая процесс разрушения горных пород, приводят эмпирическую формулу для механической скорости бурения  $V_m$ :

$$V_m = A \times n^a \times G^b, \quad (1.2)$$

где  $A$  – коэффициент пропорциональности (буримости);

$n$  – частота вращения долота;

$G$  – нагрузка на долото;

$a, b$  – постоянные для данного типа породы коэффициенты.



Установлены тесные корреляционные связи между буримостью горных пород и их геофизическими параметрами по данным измерений электрических, акустических и плотностных характеристик. Это дает возможность, исследуя механический процесс разрушения горных пород через вибрационные характеристики, определять механические свойства горных пород и выбрать оптимальный режим работы долота.

Учитывая то, что одинаковая буримость горных пород характеризует определенную горную породу, то достаточно передавать на дневную поверхность индекс буримости от 1 до 10.

### **Вывод**

Приведенная методика оценки динамических характеристик процесса бурения с точки зрения случайных процессов позволяет иметь полное представление о регулярных составляющих, например, вибрации работы долота, проходящего сквозь разные по твердости и абразивности породы и может быть рекомендована для анализа подобных кривых или данных снятых с определенным шагом в одинаковых условиях.

Высокая корреляция данных виброкаротажа с данными акустического каротажа позволяет использовать его в качестве важного геофизического параметра для детального расчленения геологического разреза, его прогнозирования. Тесная связь параметра вибрации с результатами акустического каротажа дает возможность получать информацию о прочностных свойствах разбуриваемых пород и использовать эти данные для технологического контроля процесса бурения.

Таким образом, исследуя механический процесс разрушения горных пород через вибрационные характеристики, можно определять механические свойства горных пород и выбрать оптимальный режим работы долота.

### **Литература**

1. Математическая статистика в разведочном бурении [Текст] : справ. пособие / Р. А. Ганджумян. - М. : Недра, 1990. - 218 с. : ил. - Б. ц.
2. Расчеты в бурении [Текст] : учебное пособие для студентов вузов, обучающихся по специальности "Технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых : справочное пособие / Р. А. Ганджумян, А. Г. Калинин, Н. И. Сердюк ; под общ. ред. А. Г. Калинина. - Москва : РГГРУ, 2007. - 664, [1] с. : ил., табл.; 21 см.; ISBN 5-88595-14-01 (В пер.)
3. Диагностирование объектов нефтегазодобычи при случайных колебаниях технологических параметров бурения Ишемгужин И.Е., Ямалиев В.У., Ишемгужин Е.И. // Нефтегазовое дело. 2011. Т. 9. № 3. С. 17 – 20.
4. Патент 2124125 РФ. Способ регулирования оптимальной осевой нагрузки на долото при бурении скважин / И.Е. Ишемгужин, В.У. Ямалиев, В.В. Пашинский, Е.И. Ишемгужин, М.Н. Козлов, С.В. Назаров, Э.М. Галеев, А.В. Лягов; МПК6 E21B045/00, E21B044. № 97103910/03; заяв. 12.03.1997; опубл. 27.12.1998. Бюл. № 5.
5. Повышение энергоэффективности разведочного бурения посредством автоматического регулирования работы теплоутилизационных установок. Головин С.В., Меркулов М.В., Косьянов В.А. Горный журнал. 2018. № 11. С. 51-55.



## КЛЮЧЕВЫЕ АСПЕКТЫ РЕАЛИЗАЦИИ МЕХАНИЗМА РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД ВНЕЦЕНТРЕННЫМИ УДАРНЫМИ ИМПУЛЬСАМИ

*Головченко А.Е. (Институт горного дела, геологии и геотехнологий Сибирского федерального университета, г. Красноярск, antong77@yandex.ru,)  
Нескоромных В.В. (Институт горного дела, геологии и геотехнологий Сибирского федерального университета, г. Красноярск, sovair@bk.ru)*

### **Аннотация:**

Ударно-вращательное бурение скважин различного целевого назначения – один из наиболее производительных и перспективных из известных на данный момент способов разрушения горных пород, обеспечивающий проведение скважин с большой механической скоростью в горных породах высокой твёрдости в сочетании со значительным ресурсом применяемых при реализации способа технических средств. Однако на данный момент одним из главных методов повышения эффективности процесса ударно-вращательного бурения является интенсификация режимных параметров – повышение давления очистного агента (воздуха или газо-жидкостной смеси), что является экстенсивной мерой воздействия на процесс. В качестве метода повышения производительности ударно-вращательного бурения без увеличения энергозатрат может быть принято изменение механизма разрушения горных пород – реализация не центральных, а внецентренных ударных импульсов, что создаёт условия для формирования суммарного тангенциального усилия воздействия породоразрушающего инструмента на забой скважины, оказывая влияние на форму и объём лунок разрушения. В частности, в качестве технических средств, реализующих механизм разрушения горных пород внецентренными ударными импульсами, ведётся разработка и модернизация породоразрушающего инструмента для повышения производительности процесса ударно-вращательного бурения скважин.

**Ключевые слова:** бурение, разрушение, удар, эксцентриситет, производительность.

Одним из наиболее перспективных способов бурения скважин различного целевого назначения является ударно-вращательный с применением погружных пневмоударных машин – способ, широко используемый в горном деле, геологоразведке, бурении скважин на воду, строительстве дорог и других буровых работах по всему миру [1–4]. Разрушение горных пород в условиях ударно-вращательного способа бурения производится посредством осевого удара высокой энергии и является сложным многофакторным параметром, характеризующимся высокими значениями энергии удара, малыми значениями частоты вращения бурового инструмента и осевой нагрузки, при этом величина частоты вращения обеспечивает перемещение породоразрушающих элементов по забою скважины и оптимальную схему его поражения, а с помощью осевой нагрузки предотвращается отскакивание долота от забоя в процессе бурения скважин.

При разрушении горных пород центральным ударом под породоразрушающими вставками реализуются нормальные, перпендикулярные к плоскости забоя напряжения, разрушение пород производится путём смятия и дробления ударами высокой энергии, а тангенциальные сдвиговые усилия в силу симметричности удара компенсируют друг друга. В то же время при нанесении удара с некоторым эксцентриситетом меняется механизм разрушения горной породы – удар становится несимметричным



относительно породоразрушающего инструмента, вследствие чего тангенциальные сдвиговые усилия на породоразрушающих вставках перестают компенсировать друг друга. Это приводит к смещению резцов вдоль забоя скважины и формированию тангенциальных сдвиговых усилий, действующих в плоскости забоя, дополняя нормальные.

Напряжения под породоразрушающими вставками при точечном ударном приложении нагрузки (считая тело долота и породоразрушающей вставки упругим, однородным и изотропным) определяются из зависимости:

$$\sigma_i = \frac{3Q \cdot \cos^2 \Psi_i \cdot \cos^2 \Delta}{2\pi r_i^2}, \quad (1)$$

где  $Q$  – вес ударника, Н;  $\psi$  – угол между осью инструмента и направлением распространения ударного импульса по породоразрушающему инструменту, град;  $\Delta$  – угол между осью инструмента и направлением ударного импульса, передаваемого ударником породоразрушающему инструменту, град;  $r_i$  – расстояние от точки приложения ударного импульса к породоразрушающему инструменту до контакта индентор – порода, м.

Таким образом, согласно зависимости (1) при центральном ударе напряжения под породоразрушающими вставками равны, что создаёт условия для получения достаточно симметричных лунок разрушения одного размера. В случае внецентренного приложения ударного импульса напряжения под породоразрушающими вставками не равны, их максимальные значения наблюдаются под теми вставками, которые расположены со стороны точки приложения удара. При этом максимальные значения напряжений при внецентренном ударе выше, а минимальные существенно ниже уровня напряжений, получаемых при центральном ударе, для которого характерно их равенство.

Приведённые теоретические положения механизма разрушения горных пород внецентренными ударными импульсами находят подтверждение в проведённых опытных исследованиях зависимости механической скорости, характеризующей производительность процесса разрушения горных пород, от величины эксцентриситета приложения удара [1].

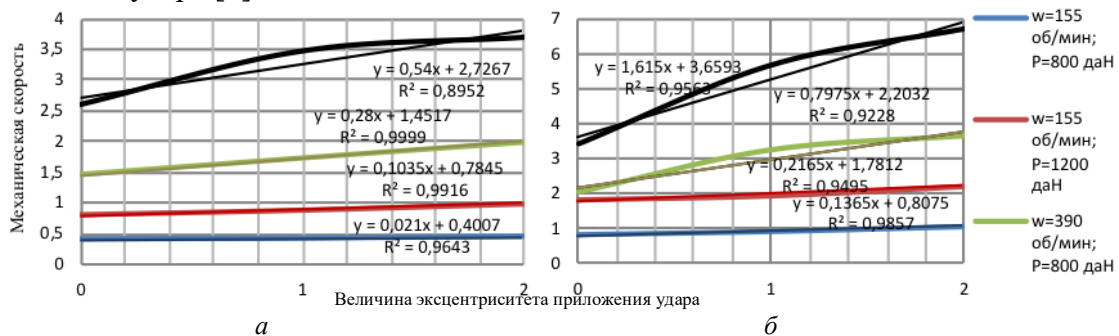


Рисунок 1. Зависимость механической скорости от величины эксцентриситета приложения удара при разрушении: а – долерита; б – мрамора

Результаты проведённых исследований позволили сформировать следующие основные выводы (рис. 1): увеличение эксцентриситета приложения удара на всём диапазоне интервала от 0 до 2 миллиметров при различных сочетаниях режимных параметров приводит к увеличению механической скорости бурения долерита и мрамора с определённой эффективностью; интенсивность роста величины механической скорости бурения долерита и мрамора при увеличении эксцентриситета приложения ударных импульсов увеличивается с интенсификацией режимных параметров; большая интенсивность роста механической скорости бурения при



увеличении эксцентриситета приложения удара в интервале от 0 до 2 миллиметров наблюдалась для имеющего более низкие прочностные характеристики относительно долерита мрамора, независимо от реализуемого сочетания режимных параметров; отмечено, что и для долерита, и для мрамора, различных по физико-механическим свойствам горных пород, больший прирост механической скорости реализуется на интервале изменения эксцентриситета приложения удара от 0 до 1 миллиметра.

На выбор оптимальной величины эксцентриситета приложения удара влияет тип разрушаемой горной породы – в породах твёрдых, оказывающих большое сопротивление тангенциальному смещению породоразрушающих элементов, будет более эффективно применение малых величин эксцентриситета, в то время как при разрушении пород более мягких, по тому же принципу, больший эффект будет достигнут при повышенном эксцентриситете приложения ударного импульса.

Для реализации механизма разрушения горных пород внецентренными ударными импульсами с целью повышения производительности процесса бурения ведётся разработка конструкции породоразрушающего инструмента (рис. 2) [3, 4].

Передача внецентренного ударного импульса производится посредством торовой шайбы 1, имеющей эксцентрично расположенный на нижнем торце выступ 2, преобразующий центральный ударный импульс, воспринимаемый шайбой верхним торцом, во внецентренный, передаваемый далее хвостовику долота 5. При этом заполнение пространства между торовой шайбой и её посадочным местом в хвостовике долота 5 упругим материалом 4 позволит уменьшить её колебания при передаче ударного импульса и вероятность перекоса торовой шайбы после некоторого количества циклов передачи ударного импульса.

В вопросе внецентренной передачи ударных импульсов важную роль играет деструктивный изгибающий момент, отрицательно влияющий на работоспособность и долговечность конструкции. В целях борьбы с данным явлением торовая шайба выполнена с возможностью поворота относительно оси, перпендикулярной оси долота. Торовая шайба закрепляется на хвостовике долота путём навинчивания фиксирующей шайбы 3 (рис. 2).

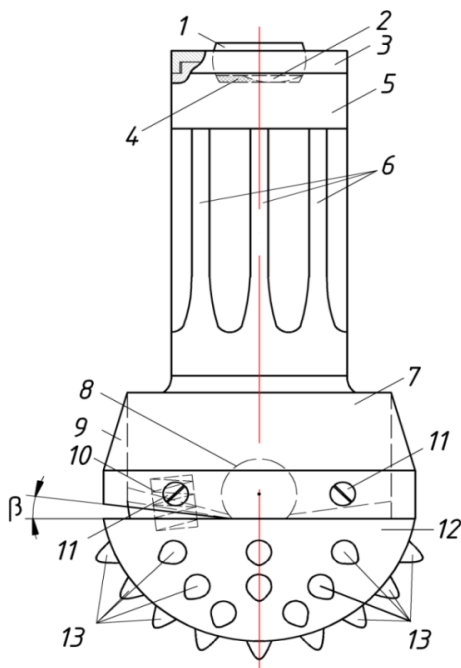


Рисунок 2. Схема долота для ударно-вращательного бурения

С целью повышения прочности и долговечности эксцентричного выступа 2 торовой шайбы 1 может быть применено упрочнение его поверхности закалкой токами высокой частоты, что позволит повысить твёрдость поверхности выступа, в то же время под твёрдой закалённой поверхностью останутся вязкие незакалённые слои металла, что уменьшит хрупкость, повысит износостойкость и циклическую прочность. А выполнение эксцентричного выступа 2 на нижнем торце торовой шайбы 1 в виде шарового сегмента радиусом

$$R = \frac{\left( \sqrt{R^2 - \left( \frac{H}{2} \right)^2} - E \right)^2 + d^2}{2d}$$

позволит добиться нанесения удара с заданной, неизменной при износе в ходе работы величиной эксцентриситета приложения точечного удара при различных величинах высоты и радиуса шарового

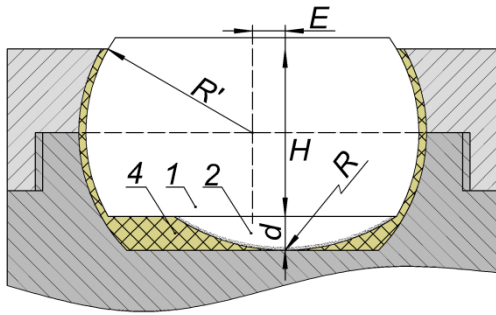


Рисунок 3 Торговая шайба

слоя торовой шайбы и высоты сегмента (рис. 3).

Головка долота состоит из подвижной 12 и неподвижной 7 частей. Внецентренный ударный импульс, сообщенный хвостовику торовой шайбой, передается головке, вызывая поворот её подвижной полусферической части в плоскости нанесения внецентренного удара на некоторый угол. Подвижная и неподвижная части головки долота связаны шарнирным элементом 8, а поддержание подвижной части головки долота в исходном положении и её

возврат в него после окончания цикла разрушения производится с помощью упругого элемента 10. Для разрушения пород на забое подвижная часть головки содержит породоразрушающие элементы 13. Сборка подвижной и неподвижной частей головки бурового долота производится с помощью закрепления цилиндрической шайбы 9 на неподвижной части головки долота болтами 11. Поворот подвижной полусферической части головки долота увеличивает амплитуду тангенциального смещения породоразрушающих элементов, что приводит к изменению формы лунок разрушения, повышению их размеров и обеспечивает отделение от забоя части массива горной породы, которая испытала разрушающее действие, разделена трещинами, но ещё удерживается в лунках разрушения силами своих внутренних связей.

Оптимальной областью применения долота для ударно-вращательного бурения предложенной конструкции (рис. 2) – средне-твёрдые хрупкие породы, в том числе достаточно пластичные. В то же время если требуется разрушение пород, имеющих несколько более высокие прочностные показатели, то в таком случае нет необходимости в больших тангенциальных смещениях породоразрушающих элементов. Конструкция долота значительно упрощается, лишаясь шарнирного элемента, связывающего подвижную и неподвижную части головки долота, упругого элемента, цилиндрической шайбы, болтов. Головка долота становится монолитной, что положительно сказывается на её прочностных характеристиках, при этом тангенциальные смещения породоразрушающих элементов сохраняются, имея меньшую амплитуду.

### Литература

1. Neskornnykh, V.V., Golovchenko A.E. Experimental study of rock destruction by eccentric impact pulses during rotary-percussion drilling // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering. – 2020. – V. 331. – №1. – P. 135–147.

2. Нескоромных В.В., Головченко А.Е., Попова М.С. Модернизация породоразрушающего инструмента для ударно-вращательного бурения, реализующего внецентренное приложение ударных импульсов // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 2019. – №5. – С. 64-69.

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

4. Буровое долото для ударно-вращательного бурения [Текст] : пат. 2682824 Рос. Федерация : МПК E21B 10/36 (2006.01) / Нескоромных В.В., Головченко А.Е. ;





*«Молодые - Наука о Земле»*

заявитель и патентообладатель Сиб. федер. ун-т – № 2018118680 ; заявл. 21.05.2018 ; опубл. 21.03.2019, Бюл. №9.

5. Буровое долото для ударно–вращательного бурения [Текст] : пат. 191770 Рос. Федерация : МПК E21B 10/6 (2006.01) / Нескоромных В.В., Головченко А.Е. ; заявитель и патентообладатель Сиб. федер. ун-т – № 2019115771 ; заявл 22.05.2019 ; опубл. 21.08.2019, Бюл. №21.



**БУРЕНИЕ СКВАЖИН НА ГАЗОГИДРАТЫ.  
ЗНАЧЕНИЕ МЕССОЯХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ  
ГАЗОГИДРАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В АРКТИЧЕСКОЙ КРИОЛИТОЗОНЕ**

*Егоров Д.П. (СПБГУ, [origen13@mail.ru](mailto:origen13@mail.ru)),*

*Егоров П.П. (ООО «Ай Ди ЭС Навигатор», [mega\\_gtk@inbox.ru](mailto:mega_gtk@inbox.ru)),*

*Тунгусов А.А. (РГГРУ-МГРИ, [tungusov\\_aa@mail.ru](mailto:tungusov_aa@mail.ru))*

**Аннотация**

Рассмотрен опыт разработки и освоения первого советского газогидратного месторождения, а также описаны возможные модели его геологического строения. Приведены принятые классификации и оценка мировых запасов газогидратных залежей. Даны некоторые рекомендации по выявлению и исследованию данных ресурсов. Анализ накопленных материалов позволит получить модель технологии разработки подобных месторождений в различных горно-геологических и климатических условиях.

**Ключевые слова:** газогидратные залежи, долганская свита, нетрадиционные источники газа

Большинство природных газов ( $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6$ ,  $\text{C}_3\text{H}_8$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ , изобутан и т.п.) образуют гидраты или клатраты – кристаллические структуры, в которых газ находится в окружении молекул воды, удерживаемых вместе низкой температурой и высоким давлением окружающей водной среды. Гидраты могут стабильно существовать в широком диапазоне давлений и температур. Например, гидрат метана существует при давлениях от 20 нПа до 2 ГПа и температурах от 70 до 350 К [1].

Мессояхское месторождение, выявленное в 1967 г., расположено в Заполярье, на восточной границе Западной Сибири. В короткий срок месторождение было разбурено, обустроено и в декабре 1969 г. введено в опытно-промышленную разработку. Месторождение было обустроено без учета наличия гидратов в пласте, но с учетом наличия толщи мерзлых пород. Комплексные геофизические и термодинамические исследования, выполненные в скважинах сотрудниками Норильск-Газпрома показали, что в верхах залежи часть газа находится в виде гидрата, а нижележащая, подстилающая часть залежи содержит газ в свободном состоянии. Литологическая непроницаемая граница между газогидратной и газовой залежами отсутствует. Границей раздела является динамичная поверхность фазового равновесия газ–вода–гидрат, соответствующая температуре около 10°C. На фоне гигантов – Уренгойского, Ямбургского, Медвежьего – Мессояхское месторождение, с утвержденными ГКЗ запасами около 24 млрд м<sup>3</sup>, было карликом. Однако именно оно сыграло роль катализатора в развитии исследований природных газогидратов в мире.

Мессояхское месторождение расположено в районе с резко континентальным климатом. Минимальная температура января достигает -55°C, при среднемесячной -28°C. Среднемесячная температура в июле составляет +10°C. Среднегодовая температура – минус 18°C. Толща мерзлых пород в пределах структуры залежи составляет 420-480 м. Геотермический градиент (ГТГ) в интервале мерзлых пород 1°C на 100 метров. ГТГ в подмерзлотном разрезе пород 3,4°C на 100 метров. Температура у кровли залежи в купольной ее части 8°C, а у подошвы – около 12°C. ГТГ в продуктивной части залежи до ввода ее в разработку составлял 4,75°C на 100 м.

За геологическое время месторождение неоднократно меняло статус, переходя из чисто газового (с нефтяной оторочкой) в газогидратное с нефтяной оторочкой.



Залежи природного газа, а возможно и газогидратов, установлены в сводовой ловушке сеноманской терригенной продуктивной толщи (долганская свита) на глубине 800-900 м. Исследований керна на гидратонасыщенность не было проведено, в связи с этим нет единого мнения о наличии природных гидратов на месторождении. Существует несколько гипотез строения долганской залежи (рис. 1).

Гипотеза 1. Была выдвинута при подсчете запасов 1968 г. и предполагала, что залежь долганской свиты чисто газовая, подстилается подошвенной водой.

Гипотеза 2. Предложена Макогоном Ю.Ф. и др., в которой говорилось о наличии в кровле залежи газогидратов, в подошве газовая часть залежи подстилается водой.

Гипотеза 3. Была выдвинута в 2000 г. «Актуальной геологией». По мнению авторов, газовая залежь пласта Дл имеет маломощную оторочку тяжелой нефти. ГНК предположительно проходит на отметке -805 м, ВНК на отметке -815 м.

Гипотеза 4. Предполагает, что долганская залежь имеет следующее строение: в кровле залежи - отложения гидратов, в подошвенной части - нефтяная оторочка.

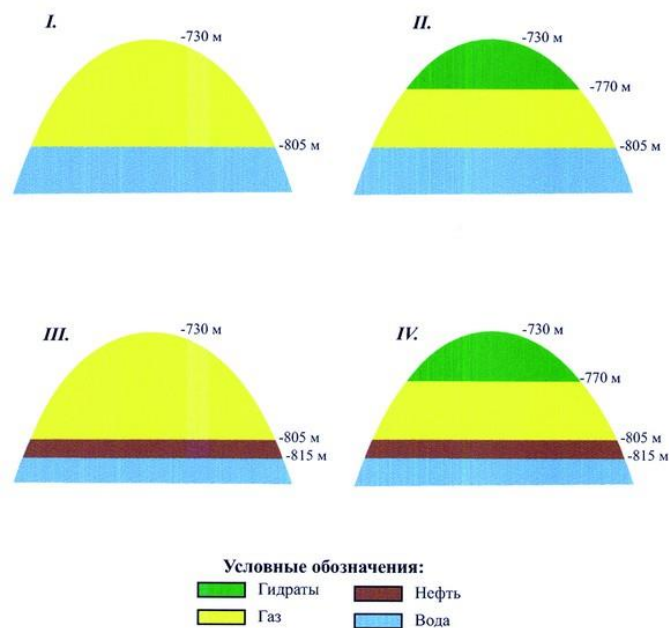


Рисунок 1. Схематичные модели строения залежи долганской свиты

Все вышеописанные модели строения залежи обосновываются косвенными методами исследования. Несмотря на выдвинутые гипотезы о строении залежи, официально принята модель, предложенная Макогоном Ю.Ф. с соавторами. Для подтверждения или опровержения наличия гидратов в газовой залежи и присутствия нефтяной оторочки необходим комплекс исследований (бурение и отбор керна из предположительно гидратонасыщенной части и дополнительные исследования по выявлению нефтяной оторочки). Таким образом, несмотря на большой объем геолого-промысловой информации (пробурено 11 разведочных и 50 эксплуатационных скважин), строение залежей долганской свиты до сих пор не ясно. Так, в кровельной части выделяется гидратная шапка, в подошве предполагается наличие маломощной оторочки высоковязкой тяжелой нефти. Исследовательских работ по уточнению геологического строения в последние годы не проводилось. Слабо изучены нижележащие меловые и юрские отложения [2].

С начала эксплуатации месторождения прослеживается падение пластового давления. В периоды консервации месторождения происходило восстановление пластового давления до уровня 6 МПа. Текущее пластовое давление составляет 5,2 МПа, что меньше начального пластового давления (7,4 МПа) на 2,2 МПа (30%).



Согласно аналитическим данным, на 1 января 2001 г. суммарный отбор газа из месторождения составил 11,6 млрд. м<sup>3</sup>, из которых 5,7 млрд. м<sup>3</sup> поступило в результате разложения гидратов при снижении пластового давления ниже равновесного. Среднепластовое давление за 30 лет разработки понизилось с 7,4 МПа до 6,2. При отсутствии гидрата, согласно проекту разработки, пластовое давление должно было понизиться до 4 МПа.

Особенностью разработки явились: постоянство пластового давления на уровне величины равновесного – около 60 атм., низкая продуктивность скважин, вскрывших газогидратный пласт, формирование водоносного пласта из воды, выделяющейся при разложении гидрата. Понижение пластового давления при отборе газа компенсировалось в основном поступлением газа, выделяющегося при разложении гидрата. Температура залежи и граница раздела между гидратной и газовой залежами изменялись во времени. В настоящее время добыча ведется 5 скважинами, из 61 скважины, пробуренных на месторождении.

Месторождение сыграло важную роль в развитии региона. Анализ материалов, накопленных за 43 года, позволит избежать крупных ошибок при моделировании технологий разработки других газогидратных залежей, расположенных не только на суше, но и в акваториях. В начальный период на Норильский металлургический комбинат подавалось до 2 миллиардов м<sup>3</sup> газа в год. Газ с месторождения под собственным давлением поступал в Норильск по газопроводу диаметром 500 мм и длиной 263 км. Замена дорогостоящего каменного угля природным газом способствовала внедрению прогрессивных технологий, повышению экономических показателей производства и улучшению экологической ситуации в регионе.

Опыт разработки первого газогидратного месторождения (Мессояхского) доказал возможность и экономическую эффективность разработки газогидратных залежей. Не следует упрощать проблемы освоения огромных ресурсов газа в гидратном состоянии, особенно в Мировом океане. Природные газогидраты являются одним из основных источников минеральной энергии ближайших десятилетий. Скопления газогидратов в недрах Земли имеют глобальный характер. Исследования газогидратов и промышленная разработка ГГЗ – сложная, дорогостоящая, актуальная международная проблема. Ресурсы гидратного газа, по консервативной оценке, превышают  $2,83 \cdot 10^{15}$  м<sup>3</sup>.

Существует два типа гидратных залежей: первичные (в Мировом океане) и вторичные (на суше). В первичных ГГЗ сосредоточено около 97 % газогидрата, во вторичных – около 3%.

Формирование аквальных гидратов метана, происходит под воздействием довольно высокого давления и низкой температуры – условиях, зачастую характерных для дна морских и океанских шельфов. Залежи аквальных гидратов метана образуются в пределах верхних 1,5 км отложений морского дна (при этом эшелон глубины 200–800 метров ниже уровня морского дна рассматривается как наиболее перспективный для их промышленной разработки). Мощность залежи аквальных газогидратов зависит от глубины акватории и температуры ее придонных вод и колеблется от 100 м до 300-350 м (в северных морях на глубинах шельфа около 1000 м).

Арктический шельф Северного Ледовитого океана занимает особое место в ряду других акваторий Земли из-за наличия обширной субмаринной криолитозоны, с которой и связано образование многочисленных залежей газогидратов.

Термобарические условия существования аквальных газогидратов характерны для большей части дна Мирового океана с глубинами воды более 300-400 м. На арктическом шельфе зона стабильности газовых гидратов связана с наличием субмаринной криолитозоны и может существовать при значительно меньшей глубине воды (если подошва криолитозоны находится на глубине более 260 м от уровня моря).



В частности, низкотемпературные потенциально гидратоносные осадки занимают центральную, северо- и юго-восточную части Баренцева моря, примыкающие к Новой Земле. В ходе экспедиционных исследований были получены необходимые количественные данные и показатели, характеризующие зону стабильности залежей газогидратов на дне Северного Ледовитого океана: морфоструктуры, различные типы, площади, мощности и объемы [3].

В настоящее время добыча газогидратов в виде твёрдого вещества не является оправданной как с технологической, так и с экономической точки зрения. Поэтому единственно возможным способом разработки ГГЗ является бурение добывающих и геотехнологических скважин. В основе разработки ГГЗ лежит принцип необходимости перевода газа в залежи из твердого, гидратного в свободное состояние с последующим отбором традиционными методами. Условия формирования и разработки первичных и вторичных ГГЗ различны, как и технологии их разработки.

Вторичные ГГЗ имеют непроницаемую литологическую покрывку. В результате комплексных исследований условий образования и разложения газогидратов в пористых средах во второй половине прошлого века были предложены три базовых технологии разработки ГГЗ – понижением давления в ГГЗ; повышением пластовой температуры выше равновесной; физико-химическим воздействием на ГГЗ.

Выявление газогидратов в земной коре с помощью геофизических методов возможно, благодаря их уникальным свойствам: высокому электросопротивлению и акустической проводимости; что позволило создать эффективные средства их поисков и разведки. Газогидраты практически непроницаемы для воды и газа, что способствовало сохранности углеводородов в недрах земли во времени. Для выделения газогидратов в донных отложениях Мирового океана с помощью сейсмоакустических методов геофизики даже ввели термин: Bottom Simulating Reflector (BSR) — отражающий горизонт, повторяющий дно (псевдодонный отражающий горизонт).

К началу XXI века ведущее положение в области изучения ГГЗ занимают страны, в которых организованы национальные научно-исследовательские программы, направленные на изучение различных аспектов образования газовых гидратов (США, Япония, Индия, Корея). В настоящее время в Российской Федерации нет ни одной централизованной программы по изучению природных гидратов, отсутствует финансирование, а работы ведутся отдельными группами энтузиастов. С сожалением нужно констатировать отставание отечественной науки в этой области, которое связано с отсутствием государственной поддержки.

Для восполнения образовавшихся пробелов необходима современная интеграция данных сейсморазведки, геотермического зондирования, геолого-геохимического изучения недр акваторий для выявления, изучения и ресурсной оценки скоплений газогидратов. Требуется постоянное развитие и усовершенствование термодинамических моделей гидратообразования и диссоциации, уточнение оценок содержания метана в гидратах акваторий на основе современного материала, отвечающего международному уровню. В стране необходимо создать совместные проекты между государственными и академическими институтами при финансовой поддержке госбюджета и нефтегазовых компаний.

## **Литература**

1. Макогон Ю.Ф. Газогидраты. История изучения и перспективы освоения. / Геология и полезные ископаемые Мирового океана, 2010, №2.



2. Даровских С.В., Крохалев И.В., Мулявин С.Ф., Плетнева А.Д., Промзелева Н.А., Филатов Н.В. Промыслово-геологические особенности Мессояхского газогидратного месторождения. / Бурение и нефть, 2008, №7.
3. Богоявленский В. И., Янчевская А. С., Богоявленский И. В., Кишанков А. В. Газовые гидраты на акваториях Циркумарктического региона / Арктика: экология и экономика, 2018, № 3 (31).



## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ЕГО ПАРАМЕТРОВ ПРИ БУРЕНИИ С УПРАВЛЯЕМЫМ ДАВЛЕНИЕМ

Захаров А.А. (МГРИ, neous12@live.ru)

### Аннотация.

В работе изучается вопрос оптимизации подбора технологических параметров для бурения с управляемым давлением. Приводится алгоритм и расчетные формулы для определения оптимального режима при заданных внутрискважинных условиях.

### Ключевые слова

Бурение, бурение с управляемым давлением, технология бурения.

Бурение с управляемым давлением (managed pressure drilling, MPD) характеризует систему, когда приток из скважины специально не вызывается во время бурения, но профиль давления в скважине точно регулируется при помощи закрытой и находящейся под высоким давлением системы рециркуляции бурового раствора. Не полагаясь лишь на гидростатический столб бурового раствора, системы бурения с управляемым давлением регулируют давление в скважине с помощью вращающейся головки противовыбросового превентора с системой наземного контроля давления бурового раствора, возвращающегося из затрубного пространства.

Важной характеристикой при бурении является эквивалентная циркуляционная плотность (ЭЦП).

Полные потери давления в такой скважине могут быть выражены как сумма потерь давлений в наземном оборудовании, бурильной колонне, в долоте и кольцевом пространстве:

$$P = P_{\text{назем оборуд}} + P_{\text{бк}} + P_{\text{долото}} + P_{\text{кп}},$$

где каждое слагаемое можно подразделить ещё на несколько элементов и найти потери

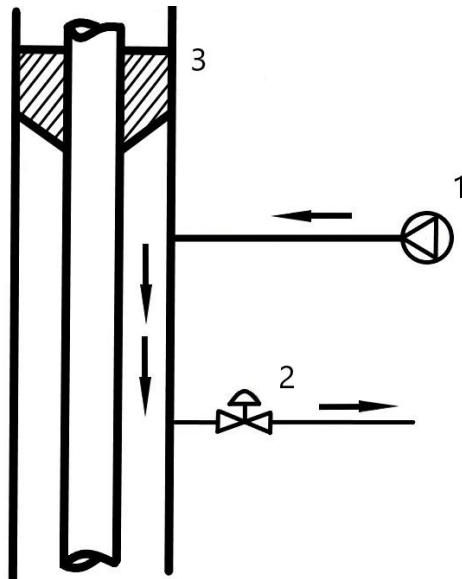


Рисунок 2. Создание местной циркуляции. 1 – вспомогательный насос; 2 – управляемый дроссель; 3 – вращающийся превентор.

в них при помощи соответствующих вычислений. Для расчёта давления, которое ЭЦП оказывает на пласт, необходимо сложить потери давления циркуляции в кольцевом пространстве в интервале интересующей нас глубины скважины до устья и гидростатическое давление бурового раствора на глубине. Эта сила выражается как плотность бурового раствора, которая вызвала бы гидростатическое давление, эквивалентное такому давлению.

Одним из способов управления давлением в пласте является использование дополнительного насоса. Метод заключается в том, что создается местная циркуляция, например, путем врезания в обсадную колонну двух линий: по одной жидкость от вспомогательного насоса будет поступать в скважину, а по другой выходить из нее. В результате возникает дополнительное гидродинамическое давление, равное суммарным потерям давления при циркуляции

по заданному контуру. Создаваемое в данной системе гидравлическое давление должно компенсировать потерю гидравлической составляющей забойного давления при отключении буровых насосов. Для возможности более плавного изменения давления в



скважине, на линии выхода устанавливается управляемый дроссель, положением которого мы можем регулировать площадь проходного сечения, и, следовательно, гидравлическими потерями на дросселе. Комплексное управление подачей вспомогательного насоса и положением управляемого дросселя дает нам возможность управления давлением в скважине.

На основании этого попытаемся создать руководство по выбору оптимальных значений подачи насоса и диаметру труб манифольда.

Для поддержания необходимого давления во время остановки работы насосов необходимо, чтобы создаваемое вспомогательным насосом давление было равно гидродинамическому давлению во время бурения  $P_{гд}$ , предварительный расчет которого определяется на стадии разработки проекта.

Рассмотрим формулы, определяющие линейные сопротивления

$$P_{л} = \lambda \frac{8\rho Q^2 l}{\pi^2 d_B^5}$$

$$\lambda = 0,1 \left( \frac{1,46K}{d_B} + \frac{100}{Re_{\tau}} \right)^{0,25}$$

$$Re = \frac{4\rho Q}{\pi d_B \mu}$$

, где  $\rho$  – плотность бурового раствора, кг/м<sup>3</sup>;

$Q$  – подача насосов, м<sup>3</sup>/с;

$l$  – длина вспомогательной линии, м;

$d_B$  – внутренний диаметр труб вспомогательной линии, м;

$K$  – коэффициент шероховатости труб;

$Re$  – число Рейнольдса;

$\mu$  – коэффициент абсолютной (динамической) вязкости.

При этом местными сопротивлениями можно пренебречь, так как в данном случае  $P_m < 0,01 P_{л}$ .

Приняв во внимание, что некоторые значения являются константами ( $\pi$ ), а изменение других сложно или невозможно в силу других обстоятельств ( $K, \mu, \rho$ ), основными величинами, влияющими на значение давления, являются подача бурового раствора ( $Q$ ), внутренний диаметр труб ( $d_B$ ) и длина этих труб ( $l$ ). Также необходимо помнить, что последнее так же не может изменяться в крупных величинах, так как занимает большую площадь и мешает в процессе работы.

Таким образом, будем исходить из двух основных параметров –  $Q$  и  $d$ . При этом есть ограничения и по этим параметрам – диаметр не должен быть больше диаметра обсадной трубы и не быть слишком маленьким, за счет сложности создания и удобства работы, а расход жидкости определяются техническими характеристиками насоса.

Пусть  $n=Q/d$ , тогда формулы примут следующий вид:

$$P_{л} = \lambda \frac{8\rho Q^2 l}{\pi^2 d_B^5} = \lambda \frac{8\rho n^2 l}{\pi^2 d_B^3}$$

$$Re = \frac{4\rho Q}{\pi d_B \mu} = \frac{4\rho n}{\pi \mu}$$

В результате этого, вместо  $P = f(Q, d)$  получим  $P = f(n, d)$ , при  $n$  изменяющимся по заданному закону.

Оптимальным выбором будет являться такое  $d$ , при котором

- 1) Создаваемое давление  $P$  больше разницы пластового и гидростатического давления с учетом коэффициента запаса;



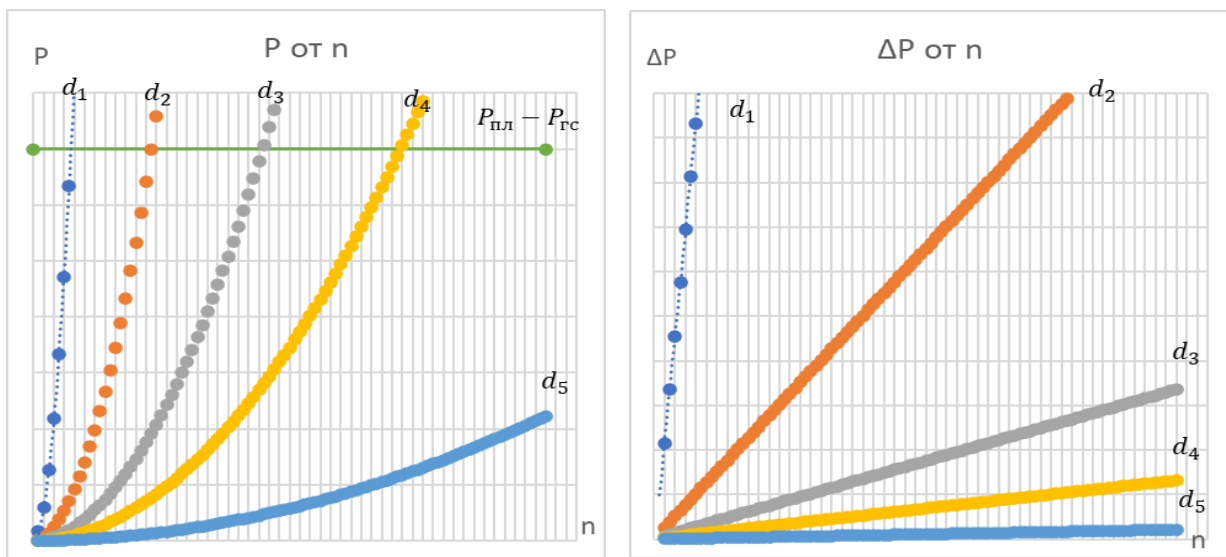


2) Изменение давления, создаваемого насосом при изменении частоты ходов поршня, минимально.

Идеальным будет считаться случай, когда давление, создаваемое насосом при максимальном значении  $n$ , равно гидродинамическим потерям на забое при окончании бурения. Тем не менее в производственных условиях гораздо проще найти максимально приближенное к данному значение.

Пусть есть несколько возможных диаметров труб, причем  $d_1 < d_2 < d_3 < d_4 < d_5$ .

Определив необходимые давления и построив соответствующие графики (рис. 2), видим, что диаметр трубы  $d_5$ , являющийся наиболее предпочтительным для выбора, исходя из критерия 2, не попадает под критерий 1, поэтому лучшим выбором из предложенных является диаметр  $d_4$ .



Таким образом, используя приведенный алгоритм можно определить необходимое значение параметров труб для необходимых условий и определить подачу

Рисунок 3. Графики зависимости давлений для каждого из диаметров труб от параметра  $n$ . бурового насоса для полученного в результате вычислений диаметра. Это позволит улучшить процесс бурения, увеличить механическую скорость проходки, а значит и сократить затраты на строительство скважины.

## Литература

1. В. М. Подгорнов «Заканчивание скважин в двух частях»  
т. 1 – «формирование крепи скважины», 262 стр., Москва «Недра» 2008г;  
т. 2 – «формирование призабойной зоны скважины», 254 стр., Москва «Недра» 2008г;
2. А. И. Булатов, С.В. Долгов. «Спутник буровика: справочное пособие в 2 книгах» // Москва «Недра» 2006 г. – 909 стр.
3. Русских Е. В., Ташкалов Э. М., Петренко А. Л., Халидуллин Р. И. Оперативное определение эквивалентной циркуляционной плотности бурового раствора // Молодой ученый. — 2018. — №21. — С. 76-85.
4. Robert F. Mitchell (Author), Stefan F. Miska (Editor) Fundamentals of Drilling // Engineering Society of Petroleum Engineers, Inc. – 2016. – 696 p.



## КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ ПРОМЫВКИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

*Казаку В.В. (ФГБОУ ВО "Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), г. Москва, isuperc86@yandex.ru)  
Овезов Б.А. (ФГБОУ ВО "Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ) ", г. Москва),  
Нестеренко С.Ю. (ФГБОУ ВО "Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ) ", г. Москва)*

### 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.

**Ключевые слова:** промывочная жидкость, шлам, промывка

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 [1,5].

По характеру движения промывочной жидкости промывка бывает стационарной, импульсной и комбинированной [3].

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:

$$\begin{aligned}\rho \frac{d\omega_x}{dt} &= -\frac{\partial p}{\partial x} + \mu \nabla^2 \omega_x \\ \rho \frac{d\omega_y}{dt} &= -\frac{\partial p}{\partial y} + \mu \nabla^2 \omega_y \\ \rho \frac{d\omega_z}{dt} &= -\rho g - \frac{\partial p}{\partial z} + \mu \nabla^2 \omega_z\end{aligned}$$

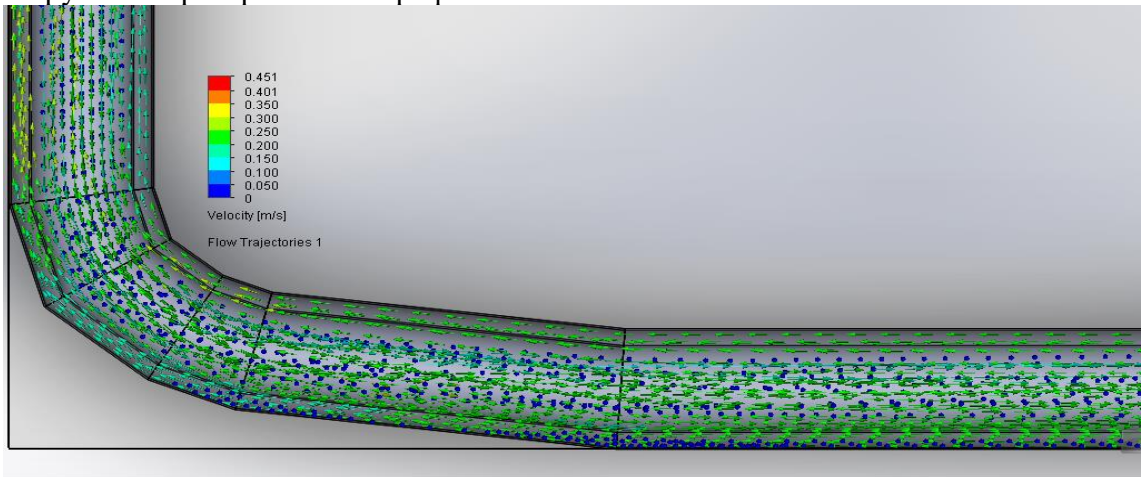
В качестве граничных условий могут быть заданы:

- 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

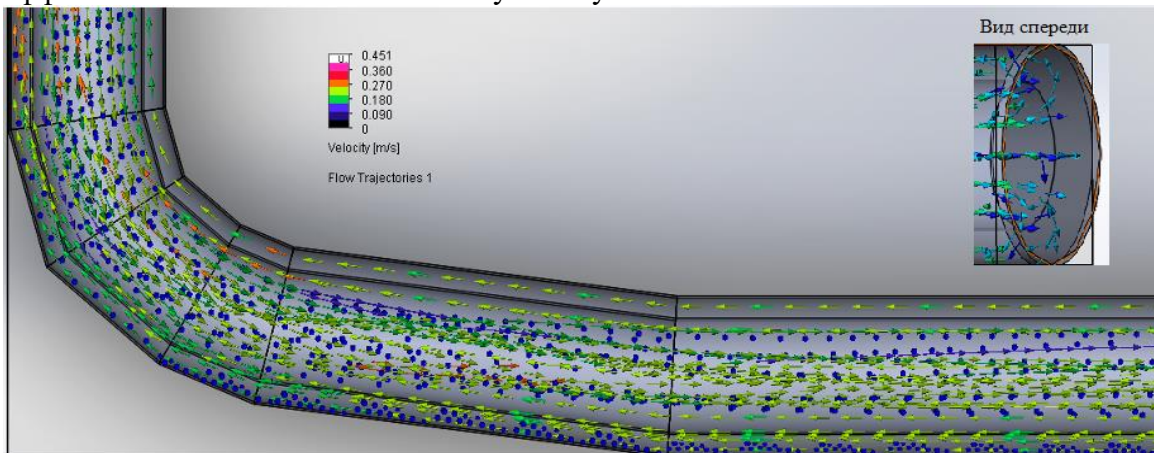


скважины являются не только гидродинамические показатели бурения, но и геометрия затрубного пространства и профиля ствола скважины.



*Рисунок 1. Векторы распределения скоростей и частицы шлама в ней (модель скважины).*

На рисунке 2 нами смоделировано движение шлама в модели “горизонтальная скважина”. Из рисунка заметно, что частицы шлама передвигаются пульсирующим потоком, образуя движущиеся дюны не только в горизонтальном участке скважины, но и на нижней стенке наклонно-направленного ствола. При этом обеспечивается эффективный вынос шлама по всему стволу скважины.



*Рисунок 2. Векторы скоростей с частицами шлама при пульсирующем потоке (модель скважины).*

В заключении хочется отметить, что шлам накопленный в горизонтальном участке скважины эффективнее промывается пульсирующим потоком промывочной жидкости. Также при использовании компьютерного моделирования действительно складывается модель образования дюн, полностью отражает поведения шлама в скважине, т.е. модель работает и ее можно рекомендовать к применению.

### Литература

1. Райхерт Р. С., Цукренко М. С., Оганов А. С., Техничко-технологические решения по очистке наклонно-направленных и горизонтальных стволов скважин от шлама// Нефть. Газ. Новации.-2016. – №3.



2. Пушмин П. С., Романов Г. Р. Проблемы промывки наклонно-направленных скважин // Известия Сибирского отделения секций наук о Земле РАН.-2014. – №3.
3. Иванников В. И., Иванников И. В., Вопросы промывки горизонтальных скважин при бурении. // Инженер-нефтяник. – 2009, №1. – с.8÷13.
4. 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.
5. Савоськин С. В, Шведова И. Н. Наклонно-направленное разведочное бурение: преимущества, проблемы и способы решения// Геология, география и глобальная энергия.-2014.-№4.

Научный руководитель: Соловьев Н.В., доктор техн. наук, профессор.



## **НОВЫЙ ВИД КАНАЛА ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ В ТЕЛЕМЕТРИИ**

*Календарова Л.Р. (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), [kalendarova.leyli@mail.ru](mailto:kalendarova.leyli@mail.ru))*

*Овезов Б.А. (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), [ovezovba@mgru.ru](mailto:ovezovba@mgru.ru))*

### **Аннотация**

Измерения в процессе бурения стали давно реальностью, однако никакой из современных каналов связи не удовлетворяет потребностям на буровой. Приходится создавать новые каналы передачи данных, комбинируя уже существующие. В данной работе рассмотрены возможный вариант комбинирования каналов передачи данных, способный увеличить и скорость передачи данных, и объем информации.

### **Ключевые слова**

Гидравлический и акустический каналы связи, трит, троичное кодирование, демодуляция, комбинирование каналов связи.

Одним из первостепенных ориентиров для решения целей, поставленных перед нефтегазовой отраслью, является совершенствование технологии бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин в сложных геологических условиях.

На сегодняшний день производительное управление процессом бурения скважин невозможно без оперативного контроля забойных параметров, описывающих протекание технологического процесса бурения. Исследование и разработка канала связи между забоем и устьем скважины имеет большое значение, потому что на данный момент не существует канала связи, обеспечивающего надежную передачу сигнала в процессе бурения сверхглубоких скважин.

Отметив тенденцию бурения сверхглубоких скважин, широкое распространение среди всех телесистем получил гидравлический канал связи, так как его можно использовать на глубинах свыше 7 км. Еще одним плюсом гидравлического канала связи является то, что в качестве канала связи используется столб бурового раствора в бурильной колонне, а следовательно, не требуется дополнительных затрат на организацию канала связи.[1]

Гидравлическому каналу уступает акустический канал связи, что связано с затуханием сигналов на глубине [2].

Основным недостатком применения гидравлического канала является малая пропускная способность и малая информативность сигнала. Скорость передачи данных составляет примерно 3 бит/с при кодировании в двоичной системе счисления, что недопустимо медленно.

В настоящее время интерес к троичной системе в зарубежных средствах научной информации заметно возрос. Если же применить троичную систему счисления при кодировании и декодировании сигнала при телеметрии, то можно увеличить скорость примерно в 1,5 раза. Передача информации будет производиться в тритах.

Трит — логарифмическая единица измерения в концепции данных, наименьшая единая часть замера числа данных ключей с тремя равновероятными сообщениями. Энтропией в 1 трит обладает ресурс данных с тремя равновероятными состояниями. Иными словами, согласно аналогичности с битом, что «сокращает неосведомленность»



об исследуемом предмете в 2 раза, трит «сокращает неосведомленность» в 3 раза. Один трит равен  $\log_2 3$  (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 [3].

Троичное кодирование на 59% экономнее десятичного и на 5,4% - двоичного. При этом для представления чисел с одинаковой точностью троичных разрядов требуется в 2,10 раза больше, чем десятичных, и в 1,58 раза меньше, чем двоичных. Последнее позволяет в машине последовательного действия при данной тактовой частоте сократить за счет использования троичной системы счисления время выполнения арифметических операций в 1,5–2 раза по сравнению со временем выполнения их с двоичными числами.

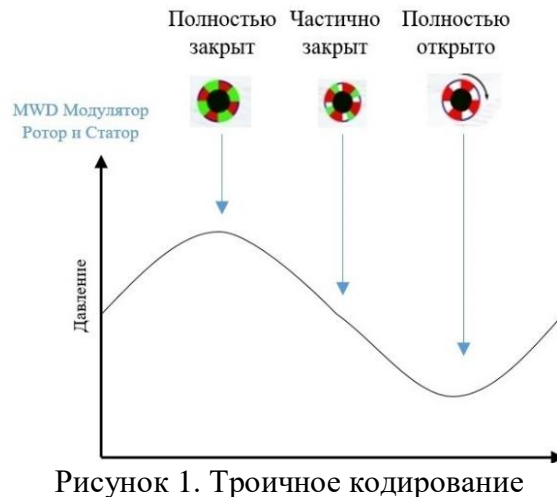


Рисунок 1. Троичное кодирование

При использовании троичной системы счисления можно применять 3 варианта фазы: -1 – нет сдвига фазы; 0 – сдвиг фазы на половину; 1 – сдвиг фазы на 180 градусов (см. рисунок 1).

Демодуляция происходит в несколько этапов:

1. Прибор отправляет данные как тритовый поток (0,1,-1).
2. Группа из нескольких тритов называется Word (слово) или d-point (единица данных).
3. Слово может быть разного размера (2-12 бит или 1-8 трит)
4. Группа из нескольких слов называется Frame
5. В начале Frame всегда стоит специальный SyncWord и Frame Identification number (FID).

Использование троичной системы кодирования данных передает больше информации по каналу «забой-устье». Это эффективно использовать на больших



глубинах, а на средних же глубинах целесообразно использовать акустический канал связи. Комбинирование двух каналов в акустической телесистеме увеличит скорость и качество передаваемой информации, а установка ретрансляторов по стволу скважины будет препятствовать затуханию сигнала [4].

Применение различных сочетаний комбинированного канала позволяет увеличить дальность передачи информации, улучшить помехоустойчивость, увеличить полосу пропускания и т.д. В последние десятилетия наблюдается тенденция к росту глубин бурящихся скважин. По прогнозам специалистов, в ближайшее время эта тенденция сохранится, а это значит, что все больше скважин будет пробуриваться на глубину более 7000 м. Обычные скважинные каналы забоя с устьем имеют ограниченную дальность действия. Интерес представляет изучение беспроводного комбинированного канала для сверхглубоких скважин.



Рисунок 2. Принципиальная схема комбинированного канала передачи

Передача информации по комбинированному каналу связи дает следующие преимущества по сравнению с гидравлическим 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 9000 метров и более.

### Литература

1. Учебное пособие по дисциплине «Буровые промывочные и тампонажные растворы» / МГРИ-РГГРУ; сост. Соловьев Н.В. – Москва: МГРИ-РГГРУ, 2013. – 50 с.
2. Гидравлический канал связи [Электронный ресурс] // Большая Энциклопедия Нефти и Газа. – Режим доступа: <https://www.ngpedia.ru/id75058p1.html>.
3. Троичные системы счисления [Электронный ресурс] // Википедия. – Режим доступа: [https://ru.wikipedia.org/wiki/Троичная\\_система\\_счисления](https://ru.wikipedia.org/wiki/Троичная_система_счисления).



4. Акустический канал связи [Электронный ресурс] // Студми. Учебные материалы для студентов. – Режим доступа: [https://studme.org/250778/tehnika/akusticheskiy\\_kanal\\_svyazi](https://studme.org/250778/tehnika/akusticheskiy_kanal_svyazi).

Научный руководитель: Соловьев Н.В., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой современных технологий бурения скважин.





## СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ОТЕЧЕСТВЕННОГО И ЗАРУБЕЖНОГО ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПО МОДЕЛИРОВАНИЮ ГРП

Кононенко Л. П.\* (МГРИ, levkononenko777@gmail.com),  
Чекалов А.Ю. (МГРИ, aychekalov@gmail.com).

### Аннотация

Начиная с середины XX века, гидравлический разрыв пласта (ГРП) считается одним из самых распространённых и эффективных методов повышения нефтеотдачи и интенсификации притока нефти и газа к скважине при разработке низкопроницаемых коллекторов. Рост числа операций ГРП, проводимых по всему миру, привёл к возникновению острой потребности в разработке программного обеспечения и опытных установок, упрощающих процесс разработки и с высокой точностью прогнозирующих размеры, геометрию и характеристики проводящих каналов, динамику вскрытия трещин [1].

**Ключевые слова** ГРП, гидравлический разрыв пласта, трудноизвлекаемые запасы, ТРИЗ, разработка, технологии, симулятор ГРП, импортозамещение.

Необходимость дальнейшего развития подобных симуляторов обусловлена ежегодным увеличением доли трудноизвлекаемых запасов углеводородов (ТРИЗ) в общемировой добыче нефти [2]. Разработка некоторых низкопроницаемых коллекторов в принципе невозможна без применения гидравлического разрыва пласта. Более того, существует вероятность, что физика пласта в подобных месторождениях отличается от привычной, что приведёт к потребности в усовершенствовании существующего программного обеспечения, в том числе за счет проведения экспериментов, доказывающих теоретические предположения

В условиях влияния отраслевых санкций оказалась закрыта возможность использования отечественным компаниям развитых зарубежных технологий. В рамках развития и увеличения добычи нефти данный аспект сказался однозначно негативно на российском рынке. Но с другой стороны он стимулировал развитие научной базы по моделированию процесса гидроразрыва пласта.

На текущий момент на российском рынке создано только три симулятора ГРП, позволяющих решать производственные задачи: «РН-Грид» компании «Роснефть», «FracSolver» компании «Геонавигационные технологии» и «КиберГРП», разработанный проектным консорциумом Московского физико-технического университета. Важно понимать, что построение математической модели с помощью программы-симулятора зачастую требует верификации с помощью экспериментов, проводимых с учетом критериев подобия [3].

«РН-Грид» - первый отечественный симулятор гидроразрыва пласта. Симулятор построен на основе наиболее развитой физико-математической модели *Planar3D* и обеспечивает выполнение всех операций и расчетов, необходимых для проведения ГРП[4]. «РН-Грид» учитывает все физические процессы для достоверного моделирования ГРП: деформацию пласта и рост трещины, переносы пропанта, течение жидкости в скважине. Программа постоянно обновляется: начиная от производительности и заканчивая введением новых функций, расширяющих объём решаемых задач.

*FracSolver* – современный программный пакет для моделирования ГРП, в том числе для «сложных» ГРП. Симулятор представляет собой многокомпонентную систему, которая рассчитывает гидродинамические в трещинах ГРП. Также программа



позволяет рассчитать технико-экономическую составляющую процесса и определить наиболее эффективную модель ГРП. *FracSolver* интегрирован с программным пакетом ПК «Геонафт», что позволяет объединить симулятор геонавигационными, петрофизическими и геомеханическими модулями, производя все расчеты одновременно.

Симулятор гидроразрыва пласта «КиберГРП» планируется к выпуску в 2020 году. Разработчики учли опыт и зарубежных компаний, и российских коллег, и собираются выпустить продукт, который станет серьезным отраслевым аналогом крупным западным разработкам. Уникальность «КиберГРП» заключается в том, что разработанное программное обеспечение не просто анализирует усредненные показатели по породе, моделируя дизайн одной трещины и мультиплицируя процесс на расстояние с учетом всех физических параметров, происходящих при ГРП. Сложный математический алгоритм, примененный при создании программы, позволяет в динамике, а не в статике, оценить процессы в каждой последующей трещине, образующейся во время ГРП. Помимо базового функционала «КиберГРП» обладает рядом подключаемых модулей: анализ микросейсмики, подключение гидродинамического симулятора для расчетов, модуль расчет нетрадиционных коллекторов и др.

Наиболее распространенные на западе симуляторы ГРП – это *MFrac (Baker Hughes)*, *Fracpro (Carbo)*, *FracCADE (Schlumberger)*, *StimPlan (NSI Technologies)*, *Gohfer (Gohfer software)*, *Kinetix (Schlumberger)*. Сравнивая зарубежные разработки с отечественным, стоит отметить, что большая часть западных симуляторов использует *Pseudo3D* модели, у которых преимущества в простоте и быстродействии приводят к потере точности расчетов. В свою очередь российские аналоги работают на модели *Planar3D*, очень требовательной к вычислительным ресурсам, но отличающейся повышенной точностью.

Несмотря на то, что отечественные симуляторы, по большей части, находятся на стадии разработки, их производительность и многофункциональность позволяют предположить, что импортозамещение на рынке программ-симуляторов гидроразрыва пласта стартовало успешно.

### Литература

1. Аксаков А.В., Борщук О.С., Желтова И.С. Корпоративный симулятор гидроразрыва пласта: от математической модели к программной реализации // Нефтяное Хозяйство. – 2016. – №11. – 35-40 с.
2. Шмелев П., Удалова Т. ТРИЗ, как объективная реальность // Сибирская нефть. – 2018 - №149. -1с
3. Trimonova M., Baryshnikov N., Zenchenko E. The Study of the Unstable Fracure Propagation in the Injection Well: Numerical and Laboratory Modeling // SPE-187822-MS. – 2017
4. Хасанов М.М., Падерин Г.В., Шель Е.В., Яковлев А.А., Пустовских А.А. Подходы к моделированию гидроразрыва пласта и направления их развития// Нефтяное хозяйство. -2017. –№12 – 37-41с.



## **ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ БЕРЕНИЯ**

*Минуллин Б.Р. \*(РГУ Нефти и Газа (НИУ) имени И.М. Губкина)  
minullin.bulat@mail.ru*

*Научный руководитель: д.т.н., профессор Хавкин А.Я.*

**Аннотация:** бурение наклонных и горизонтальных скважин в наше время требует применения различных современных решений, поэтому были созданы роторные управляемые системы, которые позволяют менять угол и направление бурения дистанционно с помощью телеметрических систем. С помощью них так же получают множество данные, такие как угол поворота отклонителя, зенита, азимута и прочего. В данной работе рассматривается технология измерения в процессе бурения, ее анализ и описание.

**Ключевые слова:** телеметрические системы, MWD, измерения во время бурения, инклинометрия.

Технология измерения в процессе бурения (MWD) позволяет производить измерения параметров инклинометрии (угол поворота отклонителя, зенита, азимута) и дополнительных параметров контроля в процессе бурения, что дает возможность качественно и в короткие сроки осуществлять строительство и заканчивание наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Принципом передачи сигнала является гидроканал с отрицательным импульсом. [1]

Для проводки скважин применяют оборудование следующих диаметров:

- (Ultra-Slim) — наружный диаметр 89 мм.
- Стандартная сборка — наружный диаметр 120 и 171 мм.
- Максимальное гидростатическое давление — 1020 атм.
- Ограничений по глубине использования телесистемы.
- Уровень дифференциального давления ниже телесистемы, должен быть не менее 25 атм. Это обеспечивает оптимальную детекцию сигнала от телесистемы при передаче данных на поверхность.
- Длина телесистемы в немагнитных УБТ зависит от количества регистрируемых параметров и составляет как правило 10–11 метров.
- Рекомендуемое содержание песка — до 1,0% при максимальном потоке бурового раствора.
- Предельные значения материала для борьбы с поглощением до 85,6 кг/м<sup>3</sup> Рабочая температура аппаратуры — до +150°C в скважине и до -50°C на поверхности.
- Максимальные ударные нагрузки — до 1000 g / 0,5 мс.



- Максимальные вибрационные нагрузки: разнонаправленные — до 20 g при частотах 30-300 Гц, однонаправленные— до 30 g при частотах 50-300 Гц.

Данное оборудование транспортируется, хранится, обслуживается и эксплуатируется на базе передвижной станции ЗТС (Забойная Телеметрическая Система). Основные компоненты системы:

- Скважинные модули
- Наземные модули
- Наземная система сбора и хранения данных

Устройство и принцип работы станции забойной телеметрической системы:

Стандартный передатчик последовательно генерирует потери давления бурового раствора, чтобы передавать полученные в скважине данные на поверхность. Эти импульсы создаются при помощи открытия и закрытия внутреннего клапана, который открывается на короткий промежуток времени и тем самым пропускает небольшой объем бурового раствора из внутренней части бурильной колонны в затрубное пространство. Тем самым создается небольшое изменение давления внутри бурильной колонны, которое регистрируется на поверхности как относительно мало падение давления в напорной линии, и называется «импульсом отрицательного давления».

Наземная система состоит из датчиков и оборудования необходимого для получения сигнала от скважинного прибора, а также распознавания и обработки измеренных данных инклинометрии в скважине. Сигналы от скважинного модуля, через Датчик Давления в нагнетательной линии, поступают в Системный Интерфейсный Блок, где автоматически извлекаются из кривой давления, фильтруются и передаются на персональный компьютер. Полученный сигнал декодируется в измеренные значения отклонителя, зенита, азимута, температуры и контроля состояния забойного оборудования. Измеренные данные записываются в общую базу данных и выводятся на экран инженера по бурению и Индикаторный Пульт Бурильщика на столе ротора в режиме реального времени.

Система сбора, установленная на буровой и в станции ЗТС, позволяет собирать, обрабатывать и хранить основные технологические параметры: давление и расход в нагнетательной линии, перемещение талевого блока, вес на крюке. Вывод измеренных и расчетных технологических параметров на монитор инженера по бурению и на стол буровой в режиме реального времени, позволяет контролировать процесс бурения и проводки скважины по заданной траектории. Кроме того, система контроля положения инструмента и режима бурения позволяет проводить привязку измеренных данных скважинными модулями (инклинометрия, ДМК, ГК и ИК) к глубине скважины по стволу и абсолютным отметкам в процессе бурения.

### **Литература**

1. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовые скважин. 2001. С.56-72
2. Пустовойтенко И.П. Справочник мастера по сложным буровым работам. 1983.



**КОМПЛЕКС ДЛЯ ОЦЕНКИ И ПРОГНОЗА ВЕРОЯТНОСТИ  
ВОЗДЕЙСТВИЯ ЛЕДОВЫХ ОБРАЗОВАНИЙ НА МОРСКИЕ  
НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВЫЕ СООРУЖЕНИЯ И ТРАНСПОРТИРОВКУ УВ  
НА ШЕЛЬФЕ АРКТИКИ**

*Нестеренко С.Ю. (МГРИ, Nesterenko-SY@yandex.ru)*

**Аннотация**

Проект, предлагаемый нашей командой, является решением актуальной проблемы навигации в Арктике. Он предусматривает создание и коммерциализацию программного обеспечения, которое будет объединять существующие в данный момент разрозненные системы по управлению ледовой обстановкой. В их число входят системы спутникового мониторинга, авиамониторинга (в том числе и с помощью БПЛА) и натуральных наблюдений. Перед нами стоит задача создания такой системы, которая на основе разработанных алгоритмов могла бы предсказывать ледовые условия в определенной области. Введение данной разработки позволит существенно снизить трудоемкость анализа ледовой обстановки на основе различных источников, а также уменьшит финансовые затраты за счет выбора оптимального маршрута транспортировки углеводородов танкерами, исключения необходимости проведения дополнительных защитных мероприятий или предскажет возможность создания аварийной ситуации с объектами инфраструктуры.

**Ключевые слова:** мониторинг ледовой обстановки, УЛО, СМП, Арктика, айсберги, шельф, буровая платформа.

При разработке нефтегазовых месторождений и транспортировке углеводородов на акватории арктического шельфа ледяной покров оказывает силовое воздействие на морские сооружения и суда, что заставляет усложнять их конструкции либо предусматривать отдельные меры борьбы с ледовым воздействием. Риск воздействий льда на объекты обустройства морских месторождений нефти и газа в Арктическом регионе предопределяет наличие проблемы обеспечения устойчивости функционирования указанных объектов в условиях айсберговой угрозы и ледовых образований. Снижение указанных рисков предусматривает разработку организационных и технических мер увеличения гарантии функционирования объектов в условиях айсберговой угрозы на основе использования международного опыта и разработки инновационных технологий предупреждения опасных воздействий ледовых образований [1]. В связи с тем, что Правительством РФ утвержден Комплексный проект развития Северного морского пути к 2030г., и 30 декабря 2019г. опубликован утвержденный Председателем Правительства России Дмитрием Медведевым план развития инфраструктуры Северного морского пути (СМП) на период до 2035 года, в котором запланировано Правительством РФ в декабре 2021г. рассмотреть готовые решения мероприятий по созданию и внедрению единой платформы цифровых сервисов и внедрения цифровых технологий для развития мультимодальных перевозок в акватории Северного морского пути, включая строительство морских логистических центров.

В связи с этим становятся актуальными нерешенные ранее задачи:

- Отсутствие целостной системы навигации, которая могла бы учитывать данные из разных источников.
- Оперативность прогнозирования маршрута для судов.
- Оценка возможного воздействия ледовых образований на инфраструктуру на шельфе.



- Уменьшение вероятности возникновения ошибок 1-го и 2-го рода при прогнозировании дрейфа ледовых образований.
- Разработка целостной системы ледового менеджмента.

В решении данных проблем заинтересовано большое количество компаний: компании, обслуживающие инфраструктуру Северного морского пути, нефтегазопромысловые компании, компании – перевозчики нефти и СПГ, владельцы инфраструктуры по транспортировке углеводородов, компании-судовладельцы, занимающиеся логистикой по СМП, порты, инженерные и геологоразведочные компании.

В первую очередь комплекс решающий указанные проблемы должен основываться на моделях переноса и дрейфа плавающих объектов в Печорском, Баренцевом и Карском морях. Во-вторых, в них будут интегрироваться данные со спутниковых снимков, которые можно получить из открытых источников и на коммерческой основе. Третий обязательный параметр – метеорологические данные о ветре и температуре. Затем данные автоматической идентификации судов (АИС), данные телеметрии с прикрепленных к ледовым образованиям радиобуев и морфологические характеристики льда, которые определены по радиолокационным снимкам и снимкам с БПЛА. Технологию использования БПЛА для определения характеристик льда успешно разработал Центр морских исследований МГУ. При интеграции перечисленных данных в одну систему будет достигнут наиболее точный из существующих на данный момент прогнозов об оценке и вероятности воздействия ледовых образований на морскую инфраструктуру и суда.

На сегодняшний день технологии и объемы накопленных данных позволяют начать обучение нейронных сетей для задачи автоматического определения характеристик морского покрова. Искусственный интеллект позволит повысить скорость и детальность обработки данных. Поэтому считаем его применение обоснованным и необходимым при разработке программного обеспечения.

### **Литература**

1. Кукуи Ф. Д., Кулезнев И. А. Об общих принципах обеспечения безопасной эксплуатации морских объектов нефтегазового комплекса Российской Федерации в ледовых условиях // Вестник МГТУ. 2016. Т. 19, № 4. С. 780-789.
2. Смирнов В. Г. под редакцией. Спутниковые методы определения характеристик ледяного покрова морей. С.-П.: ААНИИ. 2011. 240 с.



## **ВЛИЯНИЕ ГЕОМАГНИТНЫХ ВОЗМУЩЕНИЙ НА НАКЛОННО- НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ В ВЫСОКИХ ШИРОТАХ**

*Овезов Б. (МГРИ, [ovezovba@mgri.ru](mailto:ovezovba@mgri.ru)).*

*Научный руководитель: д.т.н., проф. Соловьев Н.В. (МГРИ, [solovyevnv@mgri.ru](mailto:solovyevnv@mgri.ru)).*

### **Аннотация**

Наклонно направленное бурение обуславливается строгим контролем ориентации буровой колонны под поверхностью земли. Для измерения зенитного угла и географического азимута применяются телеметрические измерительные системы, основанные на магнитометрической технологии. Данная технология является более экономичной в сравнении с применением гироскопов, так как магнитные инклинометры достаточно стабильны к механическим воздействиям и могут использоваться в качестве забойных навигационных систем. Скважинный магнитометр входит в систему телеметрического контроля, которая носит название «Измерения в процессе бурения» (Measurements While Drilling, MWD), и широко используется при проведении буровых работ и строительстве скважин во всех географических зонах. Однако при геомагнитном сопровождении наклонно направленного бурения скважин в Арктическом регионе возникают проблемы, обусловленные строением магнитного поля Земли и воздействием на него факторов солнечной активности. В высоких широтах Земли часто возникают мощные спорадические возмущения геомагнитного поля, связанные с магнитосферными магнитными бурями [4].

**Ключевые слова:** геомагнитные возмущения, наклонно направленное бурение, машинное обучение.

Важной задачей обеспечения заданных параметров скважины является стабильное следование расчетному направлению бурения и коррекция отклонений и верификация магнитометрических данных MWD. Уменьшение погрешностей, связанных с магнитным полем Земли, достигается путем применения современных моделей главного магнитного поля, моделей локальных магнитных аномалий и аэромагнитной съемки. В высоких широтах необходимо помимо этого проводить измерения вариаций поля на поверхности Земли непосредственно в районе проведения работ и фильтрацию спорадических геомагнитных возмущений, создаваемых электрическими токами, текущими в ионизированных слоях верхней атмосферы (ионосфере) Земли. Во время магнитных бурь в полярной ионосфере развиваются струйные, вытянутые вдоль параллелей электрические токи мощностью до миллионов Ампер [1].

Для определения значений главного магнитного поля в любой заданной точке земного шара применяются статистические модели, ассимилирующие данные наземных обсерваторских и специальных магнитных спутниковых наблюдений. Большинство нефтегазовых компаний, в частности работающих в Северном море и других приарктических регионах, использует коммерческую модель Британской геологической службы BGGM (British Global Geomagnetic Model, Британская глобальная геомагнитная модель) [3], которая обновляется ежегодно.



Во время магнитных бурь и других магнитосферных возмущений, вызванных солнечной активностью, в высокоширотной ионосфере Земли развиваются электроджеты, локализованные в виде токовых струй, текущих вдоль широтных кругов  $65-75^\circ$  в северном и в южном полушариях. Во время магнитных бурь в экваториальной плоскости на расстоянии нескольких земных радиусов в магнитосфере появляется кольцевой ток, вызванный инжекцией плазмы из хвоста магнитосферы. Электрические токи, протекающие в околоземном пространстве, создают внешнее магнитное поле Земли. Магнитный эффект околоземных электрических токов наблюдается на Земле в виде регулярных вариаций (суточных, сезонных) и спорадических флуктуаций на временных масштабах от секундных до многочасовых отклонений от спокойного уровня. В высоких широтах спорадические возмущения внешнего магнитного поля у поверхности Земли определяются главным образом ионосферными электроджетами, текущими вдоль широтных кругов в авроральной зоне. Таким образом, в данных районах магнитометры фиксируют наиболее интенсивные отклонения в горизонтальной компоненте геомагнитного поля. Кроме того, быстро меняющееся внешнее магнитное поле возбуждает в поверхностных слоях Земли, обладающих собственной электрической проводимостью, теллурические токи. Магнитное поле этих токов также вносит дополнительную погрешность в определение направления на истинный север по магнитной стрелке [2].

Остро стоящая необходимость организации наблюдений за геомагнитным полем и корректной интерпретации результатов измерений обусловили развитие внедрения машинного обучения и искусственного интеллекта для своевременной и эффективной коррекции магнитных вариаций. Огромное количество новых приборов порождает большое количество данных. Проводить эффективный анализ данной информации весьма сложно. Программное обеспечение с внедрением машинного обучения позволит подобрать нужную коррекцию, воздействовать на необходимый параметр, для получения необходимого результата. Главной привилегией внедрения машинного обучения в процесс наклонно-направленного бурения является не только возможность интерпретации большого объема данных в кратчайшие сроки, но и прогноз возможных магнитных вариаций, основываясь на априорные данные магнитных обсерваторий, характерных высокоширотному региону во время магнитных бурь.

### Литература

1. Близнюков В.Ю., Повалихин А.С., Кейн С.А. Расчёт и корректирование траектории скважины при бурении 2014.
2. Гвишиани А.Д., Лукьянова Р.Ю. Геоинформатика и наблюдения магнитного поля Земли 2015.
3. Гвишиани А.Д., Лукьянова Р.Ю. Исследование геомагнитного поля и проблемы точности бурения наклонно направленных скважин в Арктическом регионе // Горный журнал 2015.
4. Buchanan A., Finn C., Love J., Worthington W., Lawson F., et al. Geomagnetic Referencing – The Real-Time Compass for Directional Drilling // Oilfield Review Autumn 2013: 25. № 3. Shlumberger. P. 32–47.





## **ВОПРОСЫ КРЕПЛЕНИЯ НАПРАВЛЕНИЙ МОРСКИХ СКВАЖИН С ПОДВОДНЫМ РАСПОЛОЖЕНИЕМ УСТЬЯ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ШЕЛЬФА О. САХАЛИН**

*Потапов А.В. \* (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Potapov\_Andrew@bk.ru)*

*Оганов Г.С. (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)*

### **Аннотация**

С увеличением объемов бурения для дальнейшего освоения морских месторождений возрастает количество скважин с подводным расположением устья в сложных геологических условиях. При этом качество крепления скважины, в том числе ее устьевой части остается важной задачей для обеспечения безопасной и эффективной добычи на весь период эксплуатации. В докладе проанализированы осложнения, фактически возникающие при проведении работ по креплению направлений на эксплуатационных скважинах шельфа о. Сахалин, а также представлены мероприятия по их предупреждению.

### **Ключевые слова**

Скважины с подводным расположением устья, цементирование, крепление, устье скважин, направление, осложнения, мероприятия по предупреждению осложнений.

В соответствии с проектом энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года [1] ожидается активное развитие морских нефтегазовых месторождений. Предполагается освоение континентального шельфа Охотского, Баренцева, Карского и Печорского морей.

Конструкции большинства эксплуатационных скважин месторождений ПАО «Газпром» на шельфе о. Сахалин являются однотипными и состоят из цементируемых направления, кондуктора, промежуточной и эксплуатационной колонн.

Поскольку период эксплуатации морских скважин, как правило, составляет порядка 30 лет, качество их крепления приобретает особое значение. При этом, для скважин с подводным расположением устья целостность скважины в первую очередь обеспечивается надежным креплением направления.

Согласно [2] существуют следующие варианты установки направлений:

1. Применение технологии «jetting».
2. Спуск и цементирование направления в заранее пробуренный/расширенный интервал.
3. Забивка обсадной колонны при помощи подводного молота (применяется в редких случаях).

На большинстве морских месторождений Российской Федерации присутствует вероятность проявлений приповерхностного газа, в том числе в интервалах установки направления. С целью изоляции возможных флюидопроявлений по заколонному пространству, надежному восприятию изгибающего момента и осевой нагрузки направления являются цементируемыми.

Существующая технология проведения работ на шельфе о. Сахалин предполагает применение цементируемого направления  $D=762$  мм с предварительным расширением интервала.

Существенное влияние на технологию цементирования направления оказывает способ расширения интервала, предполагающий использование морской воды с



прокачкой вязких бентонитовых пачек (первый вариант) или применение бурового раствора при проведении работ с помощью системы безрайзерного удаления шлама (второй вариант).

Проанализирован опыт крепления направлений эксплуатационных скважин на шельфе о. Сахалин, с выделением основных типов осложнений. Одними из наиболее затратных операций являются исправительные работы после поглощений цементных растворов, которые характерны для обоих вариантов ведения работ.

Рассмотрены способы улучшения процесса цементирования [3,4,5,6].

Представлены мероприятия по предупреждению проанализированных осложнений.

Таким образом в связи с отсутствием технической возможности и экономической целесообразности проведения ремонтных работ, а также высокими рисками возникновения экологических катастроф, значительного влияния циклических напряжений в период эксплуатации и бурения при строительстве морских скважин с подводным расположением устья необходимо уделять особое внимание креплению направлений.

### **Литература**

1. Проект энергостратегии Российской Федерации на период до 2035 года (редакция от 18.12.2019). Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/1920>. Электронный ресурс (дата обращения: 18.01.2020).

2. API Recommended Practice 96. Deepwater Well Design and Construction. – First edition, march 2013, p. 158.

3. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: учебник для вузов. – Краснодар: Просвещение-Юг. – 2010. – 539 с.

4. Лихущин А.М. Гидродинамические методы предупреждения осложнений при бурении и цементировании скважин в неустойчивых породах: дис. ... д-р. техн. наук : 25.00.15 / Лихущин Александр Михайлович. – Москва, 2012. – 314 с.

5. Ашрафьян М.О., Нижник А.Е. Об условиях движения технологических жидкостей при цементировании скважин// Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море №10 – 2008. – с. 32-33.

6. API Recommended Practice 65-1. Cementing Shallow-water Flow Zones in Deepwater Wells. – Second edition, June 2018, p. 71.



## **ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА БУРЕНИЯ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН НА СТАРЫХ И НОВЫХ РУДНИЧНЫХ ПОЛЯХ**

*Судоплатова А.А.\* (МГРИ, sudoplatovaaa@mgri.ru),  
Сапожков А.А. (ООО «ДДВ», sapozhkovartem@mail.ru),  
Назаров А.П. (МГРИ, alexpnazarov@yandex.ru)*

### **Аннотация**

В работе приведены рекомендации, позволяющие повысить качество бурения геологоразведочных скважин при поисках и разведке месторождений полезных ископаемых, залегающих на более глубоких горизонтах и в сложных горно-геологических условиях, за счет выявленных зависимостей, позволяющих прогнозировать характер их искривления и стабилизации направления при бурении скважин снарядами ССК.

### **Ключевые слова**

искривление скважин, представительный выход керна, деформация бурильных колонн, снаряды со съёмным керноприемником

В соответствии со стратегией развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года [5] приоритетными направлениями геологоразведочных работ в том числе являются:

- поиски и освоение скрытых и слабо проявленных месторождений в регионах с развитой и строящейся инфраструктурой;
- оценка и освоение ранее открытых, но неразрабатываемых месторождений твердых полезных ископаемых с учетом размещения и перспектив развития федеральной инженерной, транспортной и социальной инфраструктуры;
- доизучение флангов и глубоких горизонтов действующих горнодобывающих предприятий для продления сроков службы таких предприятий.

Поставленные задачи требуют повышения качества бурения наклонно-направленных скважин, в том числе из подземных горных выработок, для поисков и разведки. К качественным показателям бурения геологоразведочных скважин относятся: обеспечение представительного выхода керна и точность их проведения по проектным профилям. При невыполнении этих требований скважины идут в брак.

Для получения представительного керна при бурении глубоких скважин в сложных горно-геологических условиях все шире применяются снаряды со съёмными керноприемниками (ССК). Применение снарядов ССК позволяет не только защитить керна от воздействия разрушающих факторов, но и значительно (при большой глубине скважин на порядок) сократить затраты времени на спускоподъемные операции.

Проведение глубоких разведочных скважин по проектной траектории, особенно на старых рудничных полях, где уже пробурено значительное количество скважин, является очень непростой задачей. Существует три способа для решения проблемы самопроизвольного искривления скважин:

- направленное искривление скважины, в том случае если ее дальнейшее бурение приведет к нарушению разведочной сети;
- бурение скважин по «типовым профилям», то есть при забурировании скважины учитывать закономерности ее искривления в процессе бурения;
- применение стабилизирующих компоновок низа бурильной колонны.

Первый способ является самым дорогим, требующим значительных затрат времени и средств. Желательно не допускать таких ситуаций.



Для проведения скважин по проектной трассе необходим анализ причин, приводящих к их искривлению. Факторы, которые приводят к самопроизвольному (естественному) искривления скважин, условно можно разделить на: геологические, технические и технологические.

К геологическим причинам самопроизвольного искривления можно отнести: бурение пород перемежающей твердости, ориентированную трещиноватость (кливаж) и анизотропные свойства горных пород. Заранее учесть характер влияния геологических причин на искривление скважин при начале работ на новом участке рудничного поля практически невозможно. Только после статистической обработки фактических профилей скважин, пробуренных на данном участке рудничного поля, можно попробовать выяснить с достаточной достоверностью закономерности естественного искривления. Выявленные закономерности естественного искривления скважин позволят проводить их по «типовым профилям». Методика проектирования таких профилей хорошо освещена в трудах В.П. Зиненко, А.Г. Калинина, О.В. Ошкордина, С.С. Судакшина [1, 2, 6].

Тем не менее, при начале работ на новом участке желательно прогнозировать возможный характер естественного искривления скважин хоть и без учета геологических причин, но с учетом технических и технологических факторов.

На рисунке 1 приведена схема деформации компоновки низа бурильной колонны от торца породоразрушающего инструмента до точки контакта бурильных труб со стенкой скважины (направляющий участок КНБК длиной  $l$ ) под действием следующих сил:

- реакции забоя  $P$  на действующую осевую нагрузку, Н;
- рассредоточенную нагрузку веса бурильных труб  $q$ , Н/м;
- реакции стенки скважины  $R$  на боковую поверхность породоразрушающего инструмента, Н.

Зенитный угол скважины на этом интервале составляет  $\alpha$  градусов. В результате деформации ось породоразрушающего инструмента отклоняется от оси скважины на угол  $\varphi$ .

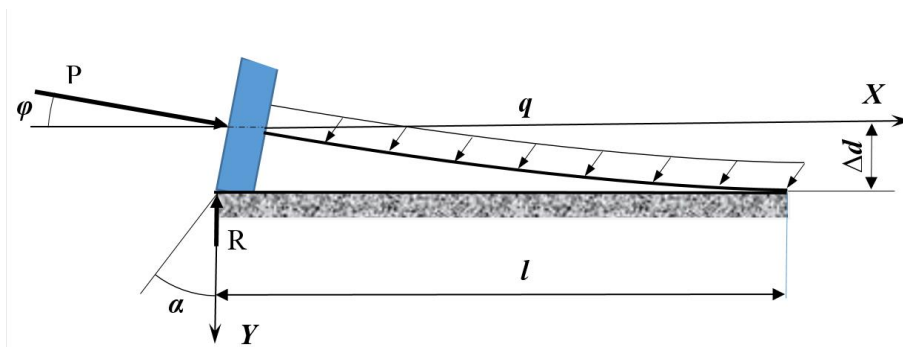


Рисунок 1. Расчетная схема деформации направляющего участка КНБК

Деформацию колонны бурильных труб на участках скважины с зенитным углом более 16 градусов с достаточной для инженерных расчетов точностью можно представить, как плоский изгиб балки под действием продольных и поперечных сил [4]. Кривизной оси скважины на данном участке можно пренебречь.

Поместив начало координат в центр породоразрушающего инструмента, направим ось  $X$  по оси скважины, а ось  $Y$  перпендикулярно оси скважины вниз, составим дифференциальное уравнение изогнутой оси бурильных труб [7] для следующих граничных условий:

$$x = 0; y = 0; y' = \varphi; y'' = 0 \quad (1)$$



$$x = l; y = \Delta d; y' = 0; y'' = 0 \quad (2)$$

где  $\Delta d = \frac{D-d}{2}$ ;  $D$  – диаметр породоразрушающего инструмента, м;  $d$  – диаметр бурильной колонны

$$M_{x=l} = EIy''_{x=l} = q \frac{l^2}{2} - Rl - P(\Delta d - \varphi l) = 0 \quad (3)$$

где  $E$  – модуль упругости материала бурильной колонны, Н/м<sup>2</sup>;  $I$  – осевой момент инерции поперечного сечения бурильной колонны, м<sup>4</sup>.

Дважды проинтегрировав уравнение 3 в данных граничных условиях, получим уравнения:

$$EIy'_{x=l} = EI\varphi + q \frac{l^3}{6} - R \frac{l^2}{2} - P\Delta dl + P\varphi \frac{l^2}{2} = 0 \quad (4)$$

$$EIy_{x=l} = EI\varphi l + q \frac{l^4}{24} - R \frac{l^3}{6} - P\Delta d \frac{l^2}{2} + P\varphi \frac{l^3}{6} = EI\Delta d \quad (5)$$

Решая систему дифференциальных уравнений 3-5 для приведенных граничных условий и избавившись от весьма малых величин, что вполне допустимо для инженерных расчетов, находим длину направляющего участка:

$$l = \sqrt[4]{\frac{12EI(D-d)}{q \cos \alpha}} \quad (6)$$

Реакция стенки скважины на боковую поверхность долота из уравнений 3, 4 определится по формуле:

$$R = 1,075P \sqrt[4]{\frac{q(D-d)^3 \cos \alpha}{EI}} \quad (7)$$

Искривление ствола скважины происходит в результате действия двух процессов:

- асимметричного разрушения забоя за счет отклонения оси породоразрушающего инструмента от оси скважины в сторону увеличения зенитного угла;
- фрезерования стенки скважины боковой поверхностью породоразрушающего инструмента в сторону увеличения зенитного угла.

Схема векторов скоростей движения центра породоразрушающего инструмента приведена на рисунке 2. Для малых значений угла  $\varphi$  можно использовать свойства первого предела:  $\sin \varphi = \varphi$  (радиан). Величины сил откладываются в одном масштабе.

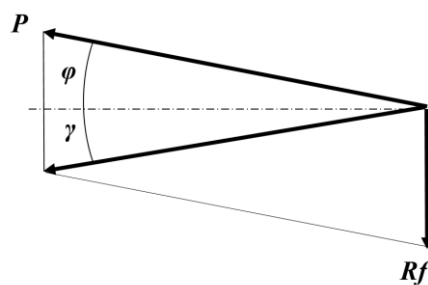


Рисунок 2. Схема векторов скоростей центра породоразрушающего инструмента

Расчетная схема построена из предпосылки, что скорость бурения пропорциональна величинам нагрузок.

Интенсивность искривления в данных условиях определяется по формуле:

$$i_{\alpha} = 57,3 \frac{\varphi - Rf}{l}, \text{ градус/м} \quad (8)$$

где  $f$  – фрезерующая способность боковой поверхности породоразрушающего инструмента.



Данные формулы позволяют ориентировочно оценить характер искривления скважин при начале работ на новом или слабоизученном участке исходя из следующих параметров: текущий зенитный угол  $\alpha$ ; диаметр бурения  $D$ , геометрические размеры и прочностные свойства бурильной колонны  $q, d, E, I$ ; режим бурения  $P$ .

Проблема искривления скважин при бурении снарядами ССК весьма актуальна. Например, ОАО «Геолгаз» разработала комплексы ССК-46 (59Г); ССК-59ГН для бурения геологоразведочных скважин из подземных горных выработок на твёрдые полезные ископаемые. Нами предложена методика расчета стабилизирующей компоновки для снаряда ССК-96 [8]. Место установки центриатора определяется по формуле:

$$l = \sqrt[4]{\frac{4EI(D-d)}{3q\sin\alpha}}, \text{ м} \quad (9)$$

Диаметр центриатора определяется по формуле:

$$D_{\text{ц}} = \frac{8D+d}{9}, \text{ м} \quad (10)$$

где  $D_{\text{ц}}$  – расстояние от торца коронки до верхнего конца центриатора.

Конструкция центриатора, который врезаются в корпус снаряда ССК-96 приведена на рисунке 3. Центриатор снабжен твердосплавными вставками.

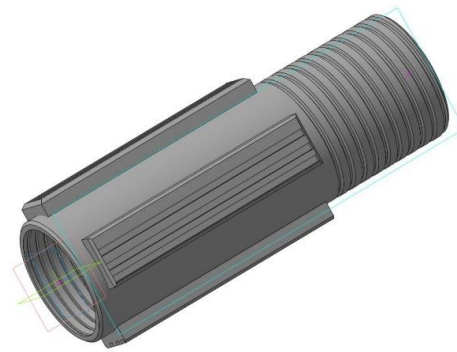


Рисунок 3. Центриатор для стабилизирующей компоновки ССК-96

### Литература

1. Зиненко В.П. Направленное бурение. – М.: Недра, 1990. – 151 с.;
2. Калинин А.Г. Ошкордин О.В., Питерский Н.В., Соловьев Н.В. Разведочное бурение. – М.: Недра, 2002. – 748 с.;
3. Повалихин А.С., Калинин А.Г., Бастриков С.Н., Солодкий К.М. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2011. – 647 с.;
4. Повалихин А.С., Калинин А.Г., Назаров А.П. Проектирование и расчёт компоновок низа бурильной колонны для бурения направленных скважин. – М.: МГРИ, 2013. – 30 с.;
5. Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 22 декабря 2018 г. № 2914-р;
6. Сулакшин С.С. Направленное бурение. – М.: Недра, 1988. – 270 с.;
7. Степин П.А. Сопротивление материалов. – М.: Интеграл-Пресс, 1997. – 320 с.;
8. Электронный ресурс: <http://www.geolraz.com/> Перечень технологических и конструкторских разработок. Комплексы ССК для бурения геологоразведочных скважин из подземных горных выработок на твёрдые полезные ископаемые.



## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЕРЕДАТОЧНОЙ ФУНКЦИИ ПРИ ЭКСТРЕМАЛЬНОМ РЕГУЛИРОВАНИИ БУРЕНИЯ НА ТВЁРДЫЕ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ СТАЦИОНАРНЫМИ БУРОВЫМИ УСТАНОВКАМИ.

*Крылков М.Ю. (МГРИ, m.krylkov@mail.ru),  
Таруленков К.А. (МГРИ, koppf@yandex.ru)*

**Аннотация.** Предложены цифровые методы активной и пассивной идентификации работы бурильной колонны в скважине за один оборот её вращения с целью повышения качества управления бурением и КПД.

**Ключевые слова:** передаточная функция, математическая модель, работа бурильной колонны, зоны динамики бурильной колонны, управление приводом.

В соответствии с заданным режимом бурения породоразрушающему инструменту передаётся момент и скорость вращения, плюс осевая нагрузка при оптимальной промывке скважины. Обычно (исходя из больших значений КПД) первые два параметра задаются электроприводом, а осевая нагрузка – гидроприводом. Более того для управления вращением бурового снаряда сегодня следует выбирать высокодинамичный привод, а именно: однодвигательный привод на базе асинхронного двигателя (АД) с короткозамкнутым ротором и цифровым векторным управлением. Согласно определению привода в его модель следует отнести электродвигатель, редуктор и колонну бурильных труб для передачи вращения [1] и аналогично гидромотор (гидроцилиндры бурового станка) с колонной бурильных труб для передачи осевой нагрузки. Электрическая и механическая подсистемы приводов непрерывно находятся во взаимодействии.

Автоматическая система управления должна отыскивать и формировать такие команды управления требуемого значения (задающие воздействия в статоре АД), которые необходимо в данный момент времени выдерживать, чтобы режим работы бурового станка был наивыгоднейшим (рис.1). Такие системы автоматического управления называются *экстремальными* [1,5]. Построение экстремальной системы имеет смысл при изменяющихся возмущающих воздействиях  $f(t)$ .

Системами экстремального управления называются системы, в которых задающие воздействия определяются автоматически в соответствии с экстремумом (максимумом или минимумом) некоторой функции  $F(y_1, y_2, y_3, \dots, y_n)$ . Эта функция зависит не только от управляемых величин  $y_1, y_2, y_3, \dots, y_n$ , но и от неконтролируемых

параметров системы и времени  $t$ . Передаточные функции участков колонны бурильных труб не являются заранее известными, а только приблизительно оцениваемыми.

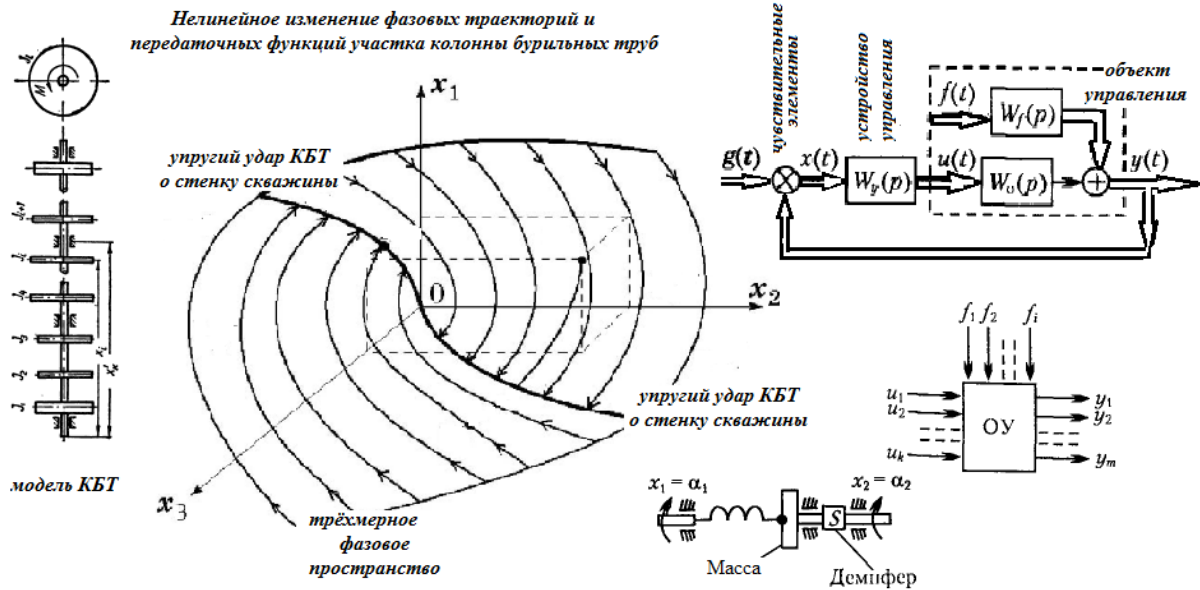


Рисунок 1. Экстремальное регулирование режима бурения

На движение колонны бурильных труб (КБТ) оказывают влияние реакции со стороны стенок скважины. При этом они могут быть непрерывными в виде трения скольжения и качения, а также и кратковременно действующими, ударными (рис.2).

Различные участки колонны бурильных труб могут иметь различный характер вращения. Наиболее вероятная форма вращения будет та, которая требует меньших затрат энергии для всей КБТ, поэтому по длине колонны могут быть участки с различными характерами вращения и соответственно моделироваться передаточными функциями с разными коэффициентами демпфирования и упругости для описания их за один оборот вращения в реальном масштабе времени.

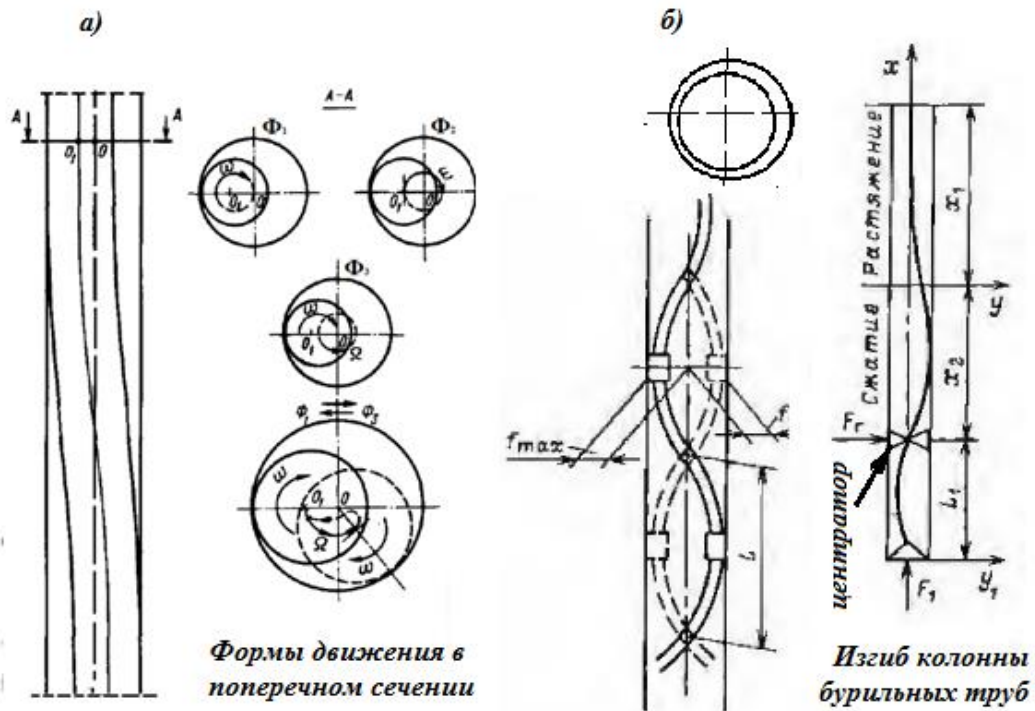
Динамическая жесткость  $k^*$  для линейной системы с одной степенью свободы,

уравнение движения которой имеет вид 
$$m \frac{dx^2}{dt^2} + c \frac{dx}{dt} + kx = F(t),$$

равна  $k^* = -m\omega^2 + i\omega c + k$ , где  $c$  - коэффициент линейного демпфирования;  $i = \sqrt{-1}$ ;  $k$  - коэффициент упругости;  $m$  - масса;  $t$  - время;  $x$  - перемещение;  $\omega$  - угловая частота.

При значительной глубине скважины в колонне бурильных труб различают два участка: сжатый и растянутый (рис.2б). Ось колонны бурильных труб при бурении принимает форму пространственной кривой переменной кривизны [2]. При вращении колонны могут возникать прямые и обратные прецессии (рис.2а) [2,3].





**Рисунок 2.** а) примеры форм движения ( $\Phi_1, \Phi_2, \Phi_3$ ) участка бурового снаряда в некотором произвольном сечении скважины (В.П. Зиненко [2]); б) аномальный износ поперечного сечения трубы (А.Е. Сароян [3])

«Вписываемость» [2] отдельных (искривлённых) участков буровой колонны с собственным искривлением является периодической функцией от времени с периодом обратно пропорциональным скорости вращения бурового снаряда. Более того, она зависит от режима бурения, кривизны профиля скважины в конкретном месте рассмотрения и конструкции скважины и бурового снаряда. «Вписываемость» и «невписываемость» отдельных искривлённых участков КБТ в искривленные участки скважины будут причинами возникновения внешних воздействий  $F$  как непрерывных, так и ударных о стенки скважины.

В результате внешних воздействий в процессе бурения могут возникать крутильные, поперечные и продольные колебания бурового инструмента. Крутильные колебания приводят к неравномерному вращению бурового инструмента и, соответственно, к непостоянству величин передаваемых на забой крутящего момента и усилия резания-скалывания породы. Продольные колебания изменяют осевую нагрузку на буровой инструмент, что также влияет на механическую скорость бурения.

Современный цифровой векторный метод управления АД (серийно выпускается уже более 20 лет) позволяет иметь управление на одном обороте вращения бурового снаряда.



При моделировании сложных механических систем, они обычно разбиваются на динамические звенья. Входная величина звена обозначается  $x_1$ , а выходную -  $x_2$  (рис. 1 правый нижний угол), действующее на звено возмущение -  $f(t)$ .

Классификация звеньев производится по виду их дифференциальных уравнений. Например, пусть звено описывается следующим дифференциальным уравнением:

$$T_2^2 \frac{d^2 x_2}{dt^2} + T_1 \frac{dx_2}{dt} + x_2 = k_1 x_1 + k_2 \frac{dx_1}{dt} + k_3 f(t) \quad (1)$$

При нулевых начальных условиях и при отсутствии внешнего воздействия ( $f(t)=0$ ) можно после преобразования по Лапласу левой и правой частей уравнения (1) перейти к эквивалентному алгебраическому уравнению:

$$T_2^2 p^2 X_2(p) + T_1 p X_2(p) + X_2(p) = k_1 X_1(p) + k_2 p X_1(p) \quad (2)$$

Далее, вынося за скобки изображения оригиналов  $x_1$  и  $x_2$ , и взяв отношение изображения выходной величины к изображению входной величины, получим передаточную функцию звена:

$$W(p) = \frac{X_2(p)}{X_1(p)} = \frac{k_1 + k_2 p}{1 + T_1 p + T_2^2 p^2} = \frac{k_1(1 + T_3 p)}{1 + T_1 p + T_2^2 p^2} = \frac{k_1}{1 + T_1 p + T_2^2 p^2} + p \cdot \frac{k_2}{1 + T_1 p + T_2^2 p^2}, \quad (3)$$

где  $k_1$  - коэффициент передачи звена,  $T_1, T_2, T_3$  - постоянные времени.

Уравнение (3) можно представить в виде:  $W(p) = W_1(p) + W_2(p) W_3(p)$ ,

где  $W_1$  и  $W_3$  – позиционные аperiodические звенья 2-го порядка, если  $T_1 \geq 2T_2$  иначе колебательные, консервативные, если  $T_1 < 2T_2$ , а  $W_2$  – дифференцирующее звено [1].

Общей же теории управления экстремальными нелинейными параметрическими системами с переменной структурой пока нет.

### Литература

1. Б е с с е к е р с к и й В. А. Теория систем автоматического регулирования [Текст] / В. А. Бессекерский, Е. П. Попов. – М.: Наука, 1978. – 450 с.
2. К и р с а н о в А.Н., З и н е н к о В.П., К а р д ы ш В.Г. Буровые машины и механизмы. Учебник. - М.: Недра, 1981.
3. С а р о я н А. Е. Проектирование и эксплуатация буровой колонны [Текст] / А. Е. Сароян, Г. С. Оганов, С. А. Ширин-Заде. - Москва: ВНИИОЭНГ, 2010. - 380 с. :
4. Д и м е н т б е р г Ф.М. М. Изгибные колебания вращающихся валов. АН СССР, 1959. 248 с
5. Е г у п о в Н. Д., Г а в р и л о в А. И. и др. Методы робастного, нейро-нечеткого и адаптивного управления. М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2001. 744 с.



## АНАЛИЗ СТРОЕНИЯ И КЛАССИФИКАЦИИ ПОЛИМЕРОВ И ПРИМЕНЕНИЕ ИХ В БУРОВЫХ РАСТВОРАХ

*Фазилова Н.Р. (МГРИ, nvoironova@inbox.ru)*

### **Аннотация**

В статье приведен анализ строения и классификации полимеров с целью повышения эффективности бурового раствора с применением полимерных и биополимерных составов. А также для дальнейшего анализа механизмов ингибирования глинодержащих горных пород и подбора и обоснования усовершенствования рецептур буровых систем.

**Ключевые слова:** Полимер, Буровой раствор, Биополимер, Флокуляция, Реология, Водоотдача

### **Строение и классификация полимеров**

Полимер – это крупная молекула, состоящая из меньших, идентичных друг другу повторяющихся частей. Эти малые части носят название мономеров. При соединении мономеров друг с другом происходит полимеризация и образуется более крупная молекула – полимер. Молекулярный вес полимеров может достигать до нескольких миллионов. Полимеры, которые состоят из нескольких повторяющихся мономеров, называют олигомерами.

По типу строения различают шитые, разветвлённые и линейные полимеры. Примеры таких полимеров приведены на рисунках 1–3.



**Рисунок 1** – Линейные полимеры

Примерами линейных полимеров могут служить карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ), частично гидролизованый полиакриламид (ЧГПАА), гидроксипропилцеллюлоза (ГЭЦ) и др.



**Рисунок 2** – Разветвлённые полимеры

Яркие примеры разветвлённых полимеров – это крахмал и ксантановая смола.



**Рисунок 3** – Шитые полимеры



Разные авторы классифицируют полимеры буровых растворов по-своему: по химическому строению (анионные и не ионные полимеры), по функции, по происхождению. Остановимся на классификации, предложенной в работе, которая показана на рисунке 4.

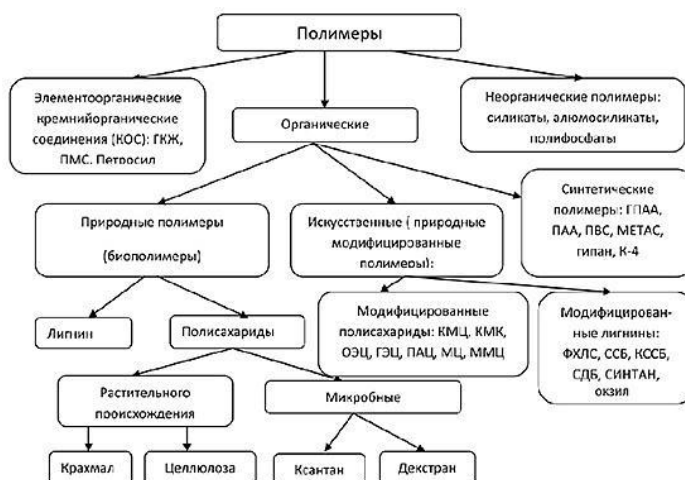


Рисунок 4 – Классификация полимеров, используемых в буровых растворах

Природные полимеры (биополимеры) образуются без участия человека, то есть естественным путем. Их получают из животных, растений, продуктов биологического разложения. Биополимеры имеют более сложную структуру, больший вес по сравнению с синтетическими, но в то же время они менее устойчивы к температурному воздействию и легче подвергаются бактерицидной деструкции.

Необходимо отметить, что многие исследователи занимающиеся буровыми растворами не проводят четкой границы между модифицированными полимерами, биополимерами и полисахаридами при анализе и сравнении полимеров различных типов и классов. Время от времени можно увидеть, что КМЦ приписывают к биополимерам, или, например, полагают, что биополимеры – это только полисахариды, полученные в результате деятельности микробов в углеводной среде. Следует сказать, что такое мнение ошибочно.

### Применение полимеров в буровых растворах

С момента активной эксплуатации полимеров в бурении, они нашли широкое применение в качестве добавок к промывочным жидкостям. Рассмотрим некоторые функции, предложенные в работе, которые могут выполнять полимеры:

- регуляторы водоотдачи;
- загустители;
- стабилизаторы неустойчивых пород;
- флокулянты общего и селективного действия;
- сшивающие агенты.

Многие полимеры могут выполнять несколько функций. Наиболее распространено применение полимеров для регулирования водоотдачи и увеличения вязкости.

К факторам, определяющим выбор того или иного полимера, относятся: тип применяемого бурового раствора, его химический состав, pH, термостойкость, устойчивость к ферментации и сдвигу, реологические модификации и сохранность продуктивных свойств пласта.



*1) Регулирование водоотдачи.*

Проницаемость глинистой корки зависит от типа, объема полимера и размера молекул.

Считается, что понижение водоотдачи достигается за счет:

–образования шарообразных пробок из молекул к состоящих из длинных цепей, которые затем сворачиваются в клубок;

–образования глинистой пленки;

–закупоривания пор глинистой корки натрий-карбоксиметилцеллюлозой (Na-КМЦ), полианионной целлюлозой и другими полиэлектролитами вследствие их адсорбции на глинистых частицах.

*2) Загустители.*

Существуют два способа загущения буровых растворов полимерами. Наиболее распространен способ, когда полимер загущает буровой раствор самостоятельно или в сочетании с другими веществами, например глинами. Другой способ состоит в загущении раствора за счет взаимодействия полимера с бентонитом.

Водорастворимые полимеры, природные или синтетические, гидратируются за счет проникновения воды в жесткий скелет полимера и образования водородных связей, в итоге полимер разбухает и раскручивается. Такие полимеры, как полианионная целлюлоза и ксантановые смолы, используются для загущения чистой воды. Эти полимеры также соединяются с глинами и другими веществами: утяжелителями, диспергированными частицами разбуренной породы и т. д., загущая буровой раствор. Поэтому конечная вязкость системы бурового раствора определяется суммарным влиянием названных веществ. Они могут постепенно адсорбироваться на гранях глинистых частиц, изменяя вязкость. При введении больших объемов добавок адсорбция становится более чем достаточной, а полимер оказывает селективное воздействие на вязкость системы. Биополимер – самый эффективный из всех полимеров, применяющихся с целью изменения реологических характеристик раствора в сторону неньютоновских жидкостей.

Анионные полимеры взаимодействуют с глинами при низких концентрациях и применяются в качестве реагентов, увеличивающих выход бурового раствора. Полимер присоединяется к концу поломанной связи глинистой частицы. После того как один конец длинной молекулы адсорбируется глинистой частицей, остальная часть молекулы остается свободной и может адсорбироваться другими частицами. В результате этого бентонит сшивается, и вязкость возрастает. Такой механизм приводит к загущению раствора, в котором полимер способствует увеличению выхода глинистого раствора без увеличения содержания твердой фазы.

Когда в буровой раствор вводят полимер, увеличивающий его выход, происходит резкое возрастание вязкости, обусловленное увеличением концентрации полимера. В неутяжеленных системах обычно поддерживают значения вязкости, максимально приближенные к пиковому значению, с тем, чтобы максимальные значения вязкости достигались при минимальном количестве бентонита. Если раствор утяжелен баритом, обычно увеличивают содержание полимера, что приводит к незначительному понижению вязкости. Следовательно, такая практика компенсирует увеличение вязкости в результате добавления барита. Обычно чем больше объем твердой фазы одного и того же типа, тем шире диапазон максимальных значений вязкости, зависящий от концентрации полимера. Такие системы обычно называют недиспергированной твердой фазой.

*3) Повышение устойчивости стенок скважины.*



Эффективность полимеров как защитных коллоидов, обеспечивающих устойчивость стенок скважины, изменяется на площадях, где обвалы стенок скважины и диспергирование глинистых сланцев вызывают осложнения. Проблема обеспечения устойчивости стенок скважин, сложенных гидрофильными сланцами, не решается применением одних лишь полимеров. Несколько систем буровых растворов включают в себя электролиты и часто хлорид калия с полимерами. Обеспечение устойчивости глинистых сланцев достигается за счет адсорбции полимеров на их отдельных участках. Участки, к которым прикрепляется полимер, являются положительно заряженными концами поломанных связей глинистой частицы.

Несмотря на то что вода все еще адсорбируется, степень неустойчивости стенок скважины и диспергирования глинистых сланцев значительно понижается, особенно по сравнению с системами, не содержащими полимера. Стабилизация сланцев облегчается по мере того, как полимер загущает водную фазу и тем самым затрудняет ее проникновение в трещины глинистых сланцев.

4) *Флокулянты общего действия.*

На площадях, сложенных крепкими породами и слабо уплотненными сланцами, на выходе раствора из скважины добавляют полимеры, которые выполняют функцию флокулянтов общего действия. Буровой раствор обычно прокачивают через резервный амбар с целью осаждения твердой фазы, чтобы в скважину он поступал сравнительно чистым.

Флокуляция, или соединение частиц твердой фазы, не всегда предшествует осаждению твердой фазы. Очень часто для того, чтобы соединившиеся частицы стали менее гидрофильными, добавляют соль и рассол.

5) *Флокулянты селективного действия.*

Полимеры, применяющиеся для повышения вязкости бентонита, выступающие в роли реагентов, увеличивающих выход бурового раствора при одновременном осаждении флокулированных частиц твердой фазы, называются флокулянтами селективного действия. Эти полимеры являются добавками двойного действия: обеспечивают хорошую очистку ствола и регулирование содержания твердой фазы в тех случаях, когда нельзя применять чистую воду в качестве промывочной жидкости. Частицы твердой фазы повышают гидрофильность, например бентонит также флокулируется, однако остается во взвешенном состоянии, в то время как частицы более крупного размера, которые являются менее гидрофильными, тоже флокулируются, но осаждаются.

б) *Образование поперечных связей.*

«Сшивание» полимера дает как положительные, так и отрицательные результаты.

Многовалентные катионы могут образовывать поперечные связи. Почти все «сшитые» полимеры образовались в результате противодействующих реакций, так как целенаправленное «сшивание» редко практикуется. Нежелательное образование поперечных связей полимера может привести к полной или частичной потере гидратации, вязкости, регулирования водоотдачи и т. п. Часто наблюдающиеся последствия «сшивания» полимеров выражаются в осаждении некоторых, но не всех полимеров (крахмал, КМЦ, CMS, XCD, SP-10I и т. д.), в растворе с высоким уровнем pH и повышенной концентрацией кальция. Сочетания низкая концентрация кальция/низкий уровень pH, низкая концентрация кальция/высокий уровень pH и высокая концентрация кальция/низкий уровень pH обычно не вызывают осложнений. Хорошо приготовленный буровой раствор на основе извести и ее избыточным содержанием попадает в категорию низкое содержание кальция/высокий уровень pH, так как высокий уровень pH подавляет известь или кальций в растворе.



В настоящее время различные сервисные нефтяные компании активно работают над всевозможным усовершенствованием рецептур буровых растворов. Такие мировые компании как M-ISWACO, VaroidFluidServices, BakerHughesDrillingFluid независимо друг от друга разрабатывают свои буровые системы, которые бы отличались заметными реологическими свойствами.

### **Литература**

1. Юртаев С.Л. Практический справочник бурового мастера: Справочное руководство для мастеров по бурению, освоению и испытанию нефтяных и газовых скважин. В 2 т. Т. 17. С.Л. Юртаев—СПб.: НПО «Профессионал», 2011.— 872с.
2. Книга инженера по растворам ЗАО «ССК». Под общей редакцией Добросмыслова А.С.—М.: изд. ЗАО ССК — 2005.—550 с.
3. Руководство по буровым растворам для инженеров-технологов. Редакция 2.1. —MiSwaco, 2009. — 100 с.
4. Агзамов, Ф.А. Химия тампонажных и промывочных растворов: учеб.пособие / Ф.А. Агзамов, Б.С. Измухамбетов, Э.Ф. Токунова.—СПб.: ООО «Недра», 2011.— 268 с.



## **ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАДАЧИ УЧЕТА АВАРИЙНОСТИ ПРИ МОРСКОМ БУРЕНИИ**

*Хотайт Р.И. \*(МГРИ, khotait@mail.ru)*

**Аннотация:** В статье рассматриваются вопросы учета и предупреждения аварийности морских бурений. При освоении нефтегазовых месторождений часто возникают различные профессиональные риски и различные аварии. Для того, чтобы их свести к минимуму, необходимо внедрять действительные методы исследования и риска при освоении нефтегазовых месторождений.

К таким методам можно отнести:

- исследование профессиональных рисков методом исследования опасности и работоспособности (HAZOP);
- исследование профессиональных рисков методом предварительного анализа опасностей. Проведенный анализ аварийности при освоении нефтегазовых скважин показал, что имеется взаимосвязь между видом, частотой возникновения осложнений и повышением сложности геологических условий бурения и практическая задача учета аварийности состоит в выявлении и систематизации этой взаимосвязи.

**Ключевые слова:** аварийность, нефтяные скважины, морское бурение, учет аварийности

В рамках данной работы проводится изучение вопросов, связанных с бурением скважин на море и на шельфе. Деятельность человека в современных условиях наносит колоссальный ущерб экологической обстановке окружающей природной среде. С одной стороны, увеличение количества осваиваемых нефтегазовых скважин являются весьма актуальными в связи с сложившейся экономической и политической обстановкой в стране, с необходимостью обеспечивать топливно-энергетический ресурс. С другой стороны, имеет место ужесточения требований промышленной и экологической безопасности на особо опасных производствах, к которым относится и буровая вышка [1-3].

Выполнение анализа риска в целом направлено на то, чтобы посредством инженерных, технических и организационных мероприятий достичь приемлемого уровня риска аварий, т.е. такой меры опасности, уровень которой допустим и обоснован, исходя из социально-экономических, экологических соображений. Следовательно, назревает необходимость в установлении методологических подходов к процедуре анализа технологических рисков при освоении и строительстве нефтегазовых скважин, а также разработки рекомендаций по их снижению [4,5].

По данным количественной оценки рисков можно сделать выводы о самых опасных ситуациях и мерах борьбы с различными авариями и опасностями. в результате рассмотренной темы исследования, можно сделать выводы о том, что главными факторами аварий и последующих результатов являются:

- 1) природный фактор;
- 2) человеческий фактор;
- 3) износ оборудования.

Из-за аварий при бурении скважин возникает угроза жизни и здоровью персонала, обслуживающего данный процесс, а также и экологических аварий, которые невозможно полностью ликвидировать без трагических последствий для нашей планеты.





Рисунок 1. Аварийная ситуация при бурении на воде[6]

Буровые бригады в своей работе применяют самое различное оборудование:

- подъемные механизмы;
- приводы на базе мощных двигателей;
- агрегаты, создающие высокое давление рабочей среды.

Аварии на объектах добычи нефти и газа происходили и происходят, в основном, по следующим причинам:

- 50% - из-за проектных ошибок и отказов технических систем;
- 30% - из-за экстремальных природных явлений;
- 20% - из-за навигационных (и других) происшествий.

В результате проведенного анализа, были решены следующие задачи исследования:

- 1) проведена количественная оценка риска;
- 2) рассмотрены основные факторы аварий и опасностей.

При освоении нефтегазовых месторождений часто возникают различные профессиональные риски и различные аварии. Для того, чтобы их свести к минимуму, необходимо внедрять действительные методы исследования и риска при освоении нефтегазовых месторождений[8].

К таким методам можно отнести:

- исследование профессиональных рисков методом исследования опасности и работоспособности (HAZOP);
- исследование профессиональных рисков методом предварительного анализа опасностей(ПАО).

Проведенный анализ аварийности при освоении нефтегазовых скважин показал, что имеется взаимосвязь между видом, частотой возникновения осложнений и повышением сложности геологических условий бурения. При проведении тщательного анализа всех статистических данных по аварийности при освоении скважин, расположенных на различных месторождениях с отличными геологическими условиями, имеется возможность вывести обобщенный коэффициент надежности достижения проектной глубины при бурении и освоении нефтегазовых скважин в регламентируемые сроки.

Поэтому при бурении и освоении нефтегазовых скважин рекомендуется:



- 1) организовать учет буровых труб в соответствии с инструкцией;
- 2) проводить правильный технический монтаж труб и замков, который обеспечивается предварительным осмотром и их обмером, калибровкой;
- 3) в обязательном порядке крепление всех замковых соединений;
- 4) бесперебойное снабжение буровых необходимыми специальными смазками.

На рисунке 2 представлен график влияние технического монтажа труб и замков на снижение аварийности.



Рисунок 2. Влияние технического монтажа труб и замков на снижение аварийности

Как видно из рисунка 2, влияние технического монтажа труб и замков на снижение аварийности, начиная с 2016 года по 2019 год, аварийность упала с 78% до 50%.

На рисунке 3 аварийность снизилась с 63% до 49% 2016 года по 2019 год.



Рисунок 3. Влияние крепления всех замковых соединений на снижение аварийности.

### Выводы



Анализ технологических рисков освоения нефтегазовых скважин является необходимым элементом управления промышленной безопасностью и представляет постадийную (циклическую) процедуру, которая требует:

–разработки и в дальнейшем внедрения методов снижения либо прекращения аварий при освоении нефтегазовых месторождений.

–разработки мероприятий по усовершенствованию технологии освоения нефтегазовых месторождений.

Исходя из поставленной цели, были сформулированы следующие задачи для исследования:

- 1) провести идентификацию опасностей и рисков.
- 2) провести исследования в направлении уменьшения риска аварий при установке электроцентробежного насоса (УЭЦН).
- 3) рассмотреть причины аварий при освоении нефтяных и газовых скважин.
- 4) проанализировать ликвидации и предупреждение аварийности при освоении нефтяных и газовых скважин.
- 5) провести анализ технологий добычи нефти и газа при освоении нефтегазовых месторождений;
- 6) выполнить анализ профессиональных рисков, инцидентов, аварий при добыче;
- 7) рассмотреть методы исследования и анализа рисков при освоении нефтегазовых месторождений;
- 8) сделать выводы о результатах исследования и анализ профессиональных рисков при освоении нефтегазовых месторождений.

#### Литература:

1. Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, в 2 т. Т. 1. [Текст]. – Уфа: Аркаим, 2014. – 274 с.
2. Установка электроцентробежного насоса (УЭЦН). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: - <http://vseonefti.ru/upstream/ustanovka-ESP.html>.
3. Анализ отказов по причине засорения по фонду скважин, оборудованных УЭЦН, ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: - [http://glavteh.ru/files/InPraktika\\_2\\_2010\\_14\\_Kharitonov.pdf](http://glavteh.ru/files/InPraktika_2_2010_14_Kharitonov.pdf)
4. Отказы установок ЭЦН по причине "полёта". [Электронный ресурс]. – Режим доступа: - <http://oilloot.ru/84-oborudovanie-truby-materialy-dlya-nefti-i-gaza/494-otkazy-ustanovok-etsn-po-prichine-qpoljotaq>
5. BOEMRE. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.ihs.com/products/boemre-standards.html/>
6. Настоящее и будущее технологии строительства нефтяных и газовых скважин на море и на суше. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://neftegaz.ru/science/view/939-Nastoyaschee-i-budushee-tehnologii-stroitelstva-neftyanyh-i-gazovyh-skvazhin-na-more-i-na-sushe>
7. Инструкция по учету работы и списанию бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб на предприятиях и в трубных подразделениях производственных объединений Министерства нефтяной промышленности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.alppp.ru/law/hozjajstvennaja-ijatelnost/promyshlennost/25/instrukcija-po-uchetu-raboty-i-spisaniyu-burilnyh-obsadnyh-i-nasosno-kompressornyh-trub-na.html>
8. Протектор для бурильной трубы с приварными замками и способ его монтажа. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.findpatent.ru/patent/220/2208123.html>



## НАДДОЛОТНЫЙ МОДУЛЬ ТЕЛЕСИСТЕМЫ

*Шакрамов М. С. (МГРИ, mshakramov@bk.ru),  
Календарова Л. Р. (МГРИ, Kalendarova.leyli@mail.ru),  
Овезов Б. А. (МГРИ, ovezovba@mgri.ru)*

### Аннотация

Задачей модели является расширение функциональных возможностей наддолотного модуля (НДМ) за счет использования дополнительного измерительного средства, в частности, измерение геофизических и технологических параметров непосредственно около долота, в процессе бурения гидравлическими забойными двигателями и передачи информации материнской телесистеме, с применением короткого скоростного беспроводного электромагнитного канала связи.

**Ключевые слова:** наддолотный модуль, электромагнитный канал, реперный пласт, LWD(каротаж в процессе бурения), гамма-каротаж (ГК), нейтрон-нейтронный каротаж.

С применением наддолотного модуля можно получить точную информацию о реперных пластах, также можно уточнить глубину расположения кровли продуктивного пласта относительно забоя и угол падения пласта в азимуте бурения горизонтального ствола. Наличие реперного пласта позволяет определить радиус траектории бурения, обеспечивающий проектный угол вскрытия кровли пласта.

Измеренная наддолотным модулем 6 (см. рисунок 1,2) информация передается по короткому скоростному беспроводному электромагнитному каналу связи 5 на приемно-обрабатывающий блок 4 базовой телесистемы 3. Телесистема наряду с данными, измеренными ею самой, передает на поверхность по беспроводному электромагнитному каналу связи 2 также и данные, полученные наддолотным модулем, в виде дополнительных каналов. На поверхности информация принимается и обрабатывается наземным приемно-обрабатывающим комплексом 1, программное обеспечение которого модифицируется с учетом дополнительных каналов наддолотного модуля [7].



Рисунок 1. Структурная схема телесистемы с наддолотным модулем.

Каротаж во время бурения (Logging-While-Drilling, (LWD)) в нашей стране начал развиваться сравнительно недавно, в то время как технологии LWD иностранных компаний (Halliburton, Schlumberger, BakerHugges и др.), представленные полным набором геофизических методов (ГК, КС, БК, ИК, ГК-П, НК, НК, ЯМК и др.), давно существуют и успешно применяются с конца прошлого века.

LWD – режим предусматривает одновременную возможность записи каротажей ГК, ИК, НК и передачи всех данных, в том числе от наддолотного модуля, на поверхность в режиме реального времени по беспроводному каналу связи на скорости до 5 бит/с. Разработка и внедрение комплекса LWD в составе телесистемы с

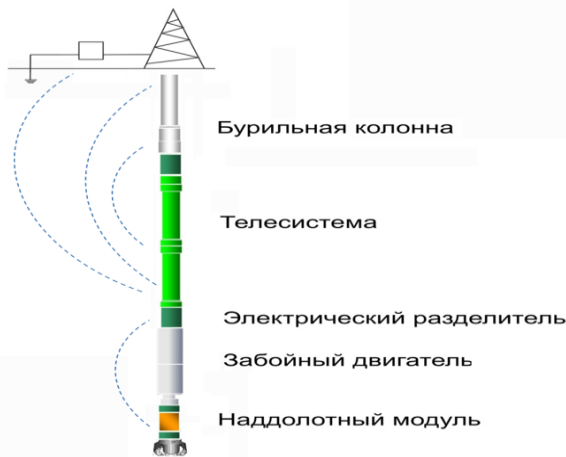


Рисунок 2. Принцип передачи данных от НДМ.

электромагнитным каналом связи позволит получать информацию о коллекторских свойствах пласта уже на этапе первичного вскрытия

Технология – система измерений на долоте – НДМ (наддолотный модуль), включающая азимутальный двухканальный гамма-каротаж (ГК) и метод сопротивлений на долоте (КС). Метод ГК в комплексе телеметрии в общем случае используется для вскрытия кровли продуктивного пласта,

а непосредственно в НДМ ГК используется в качестве инструмента геонавигации поскольку все датчики

имеют расстояние 0,4 м от кромки долота. (См. рис. 3) Это позволяет осуществлять оперативный контроль пространственного положения ствола скважины: изменяя проектную траекторию, вести скважину по коллектору, одновременно контролируя при этом глинистую покрывку[6].

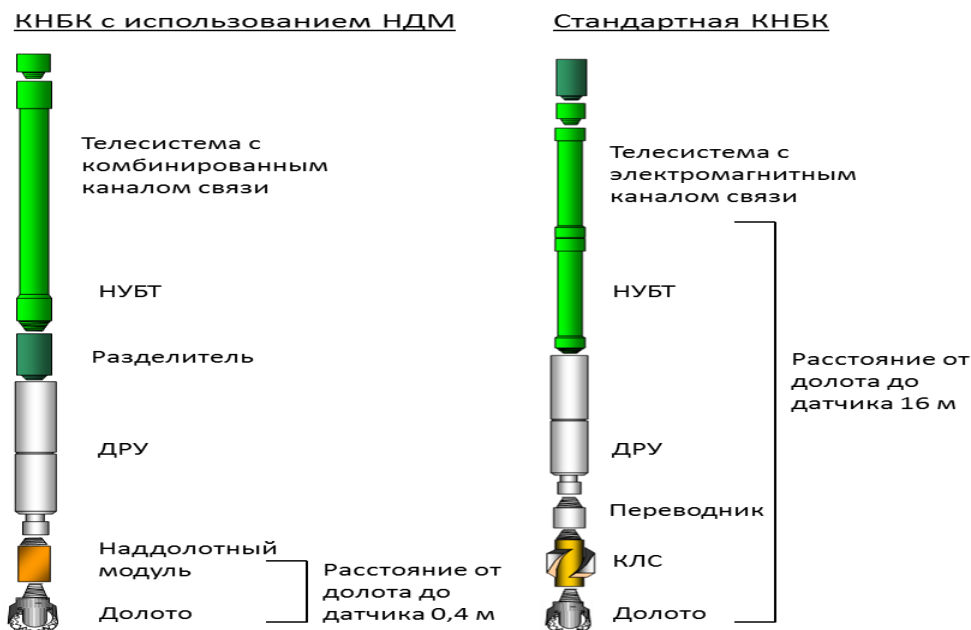


Рисунок 3. Измерения 0,4 м от забоя

Модуль нейтронного каротажа (МНК) представляет собой зонд нейтрон-нейтронного каротажа (большой, малый зонды ННК) и зонд нейтронного гамма-каротажа диаметром 42 мм. В качестве источника ионизирующего излучения применяется стационарный ампульный источник Pu-Be, который устанавливается в корпус прибора непосредственно перед спуском компоновки с телесистемой в скважину. Сам модуль в сборе с телесистемой помещается в стандартную немагнитную буровую трубу.

Нейтрон-нейтронный каротаж применяется для определения пористости (водородосодержания) горных пород в процессе бурения. Эффективность использования МНК в процессе бурения заключается в возможности получения



истинных коллекторских свойств продуктивного пласта, не измененного фильтратом бурового раствора[4].

В заключение следует отметить отличительные особенности использования наддолотного модуля :

1. Экономия времени на вскрытие и проводку горизонтального участка ствола скважины
2. Снижение финансовых затрат и сокращение времени строительства скважины за счет исключения проведения дополнительных привязочных каротажей
3. Увеличение дебита скважины за счет оперативной корректировки траектории ствола скважины и ее проводки по наиболее продуктивной части пласта
4. Навигация в пластах мощностью от 0,5м
5. Возможность автономной работы без телесистемы с записью во flash-память

### **Литература**

1. Чупров В.П., Шайхутдинов Р.А., Бикинеев А.А., Абакумова Н.З., Добрин А.Г., Мишин Ю.С. «Опыт эксплуатации телесистемы с комбинированным каналом связи» Каротажник. 2011. № 5. С. 6-10.
2. Надыршин Р.Ф. «Обзор телеметрических систем для геонавигации скважин» Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. 2011. Т. 9. № 1. С. 69-72.
3. Чупров В.П., Филимонов О.В., Григорьев В.М. «Опыт применения телесистем с электромагнитным каналом связи для контроля проводки горизонтальных и наклонно направленных скважин» Каротажник. 2006. № 7-8. С. 41-53.
4. 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.
5. Чупров В.П., Васильев А.В., Кудряшов А.А. «Коррекция влияния намагниченности компоновки низа бурильной колонны на измерения азимута при навигации скважин с помощью телесистем» Каротажник. 2016. № 7 (265). С. 131-135.
6. ПАО НПП ВНИИГИС : [сайт]. URL: <http://vniigis.com/>.
7. Яхшибеков Ф.Р., Абрамов Е.В., Горгоц В.Д., Рябков И.И., Акимов И.В. «Об истинных забойных параметрах при бурении с наддолотным модулем» Нефтяное хозяйство. 2012. № 12. С. 80-83.



**РАЗРАБОТКА СУПРА-МОЛЕКУЛЯРНЫХ СИСТЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ РЕГУЛИРУЕМОГО УПРАВЛЕНИЯ ИХ СВОЙСТВАМИ С ЦЕЛЬЮ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИН**

*Щербакова К. (МГРИ, [sherbakovak@mgri.ru](mailto:sherbakovak@mgri.ru));*

*Фазилова Н.Р. (МГРИ, [nvoynova@inbox.ru](mailto:nvoynova@inbox.ru));*

*научный ректор: д.т.н., проф. Соловьев Н. В. (МГРИ, [solovyevnv@mgri.ru](mailto:solovyevnv@mgri.ru)).*

**Аннотация**

На сегодняшний день рынок химических реагентов как зарубежный, так и отечественный предлагает большой перечень полимерных реагентов природа которых, а также их свойства полностью не изучены.

Исходя из этого производители буровых работ применяют большое количество полимерных реагентов в составе рекомендуемых рецептур таких растворов. При формировании таких рецептур не учитывается химическое строение макромолекул полимерных реагентов, их взаимное влияние на эффективность действия каждого из них при взаимодействии компонентов бурового раствора и их влияние на слагаемые элементы технологических функций с учетом состава и свойств горных пород. Полимерные реагенты в составе буровых растворов должны усиливать действие каждого (синергетических эффект) при общем положительном эффекте при реализации той или иной функции таких растворов. Из состава буровых растворов должны быть исключены те химические реагенты, которые не проявляют синергетический эффект, и также те, которые дублируют действие других полимеров.

Исходя из этих задач нами проанализированы наиболее широко применяемые в практике бурения скважин полимерные химические реагенты, которые составляют основу полимерных буровых растворов.

**Ключевые слова:** супрамолекулярные системы; полимеры; технологические жидкости.

Полимеры используются в буровых растворах с 30-х годов 20 века, когда в качестве средства для снижения водоотдачи стали применять крахмал. С тех пор полимеры все более совершенствовались, а спектр их применения значительно расширился. Сегодня полимеры - составная часть практически всех буровых растворов на водной основе. Некоторые виды растворов полностью зависят от полимеров, поэтому такие растворы часто называют «полимерными». В настоящее время существует огромное разнообразие полимеров. Неограниченный потенциал полимеров делает их применимыми практически для любых задач, которые призваны решать буровые растворы разработчики могут анализировать ситуацию на молекулярном уровне и конструировать полимеры с заранее заданными свойствами для решения тех или иных задач. Поэтому полимеров большое будущее в индустрии буровых растворов.

В основу разработки супрамолекулярных систем буровых растворов нами получены основные закономерности формирования таких систем [1]. При нахождении в водном растворе нескольких полимерных веществ они создают ассоциаты комплементарных молекулярных компонентов, связанных с помощью нековалентных взаимодействий - то есть межмолекулярных взаимодействий. Обратимая природа таких супрамолекулярных агрегатов позволяет создать системы полимерных растворов, которые могут изменять свои свойства и осуществлять взаимодействие со окружающей средой в зависимости от параметров внешнего воздействия. Объектами таких



исследований являются супрамолекулярные ансамбли, состоящие из имеющих геометрическое и химическое соответствие фрагментов таких систем.

Эти системы обладают способностью к самопроизвольной сборке сложных пространственных систем полимерных буровых растворов. В задачи наших исследований будет входить изучение закономерностей формирования супрамолекулярных полимерных систем буровых растворов, которые позволят определить химические свойства, строение макромолекул и основные функциональные группы полимерных реагентов, которые входят в состав супрамолекулярных систем буровых растворов и целенаправленно управлять их технологическими свойствами.

Установление закономерностей самоорганизации супрамолекулярных полимерных буровых растворов позволит получить главенствующие параметры механизма мембранообразования (ММО) при взаимодействии их с глиносодержащими горными породами [2].

Основные задачи при изучении ММО:

- Изучение химического состава вмещающих глино содержание горных пород;
- Оценка влияния химического строения полимерных реагентов в составе супрамолекулярных систем буровых растворов на эффективность взаимодействия с кристаллическими слоями глиносодержащих горных пород;
- Определить основные параметры регулирования механизма взаимодействия молекул воды с кристаллическими слоями глин и функциональными группами полимерных реагентов в составе буровых растворов;
- Разработать рекомендацию по управлению процессом ингибирования глиносодержащих горных пород на основе полученных закономерностей формирования механизма мембранообразования.

#### **Литратура**

1. Лен Ж. -М. Супрамолекулярная химия. Концентрации и перспективы наука. Сибирское предприятие РАН новосибирске. -1998 г.
2. Соловьев Н.В. Степанов К. В. Мембранообразующая способность полимерных промывочных жидкостей при набухании глиносодержащих горных пород. Горный информационно-аналитический бюллетень, - М. №10. 2007.





## **ОЦЕНКА ПРИМЕНЕНИЯ БИТУМНЫХ СМЕСЕЙ ДЛЯ РЕМОНТА РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ ПОЛИМЕРНЫХ ТРУБ ОБСАДНЫХ КОЛОНН ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СКВАЖИН**

*Баикатов И.А. (Российский государственный геологоразведочный университет  
им. С.Орджоникидзе, Москва, Россия, rggru1@gmail.com);*

*Арсентьев Ю.А. (Российский государственный геологоразведочный  
университет им. С.Орджоникидзе, Москва, Россия, arsentev1956@yandex.ru);*

*Иванов Д.А. (компания «Weatherford», Москва, Россия, dexhouse@ya.ru, инженер  
по бурению).*

**Аннотация:** Эксплуатация технологических скважин - сложнейший инженерный процесс, требующий учёта сведений о свойствах материала применяемых обсадных труб и действующих на трубы нагрузок. Если эти компоненты при эксплуатации скважин не принимаются в расчет, в том числе по причине недостаточной изученности проблемы, то возможны нарушения герметичности резьбовых соединений труб, приводящих к утечкам рабочих растворов и снижению эффективности добычи полезного продукта. Одним из методов восстановления герметичности обсадных колонн является подача в заколонное пространство тампонажных материалов, блокирующих каналы движения рабочей жидкости. В настоящей работе представлены результаты стендовых испытаний битумно - масляных смесей, предлагаемых для ремонта резьбовых соединений полимерных труб обсадных колонн технологических скважин подземного выщелачивания.

**Ключевые слова:** технологическая скважина, подземное выщелачивание, обсадная колонна, герметичность, резьбовые соединения, полимерные трубы, битумные смеси.

Полимерные трубы в настоящее время находят широкое применение при сооружении скважин различного целевого назначения, в том числе, технологических. Эффективность эксплуатации таких скважин в значительной мере определяется герметичностью обсадных колонн в течение всего периода эксплуатации. Как показывает опыт эксплуатации технологических скважин подземного выщелачивания (СПВ) наиболее вероятно разгерметизация резьбовых соединений полимерных обсадных колонн у скважин, работающих в режиме нагнетания рабочих жидкостей. Вопросам потери герметичности полимерных эксплуатационных колонн посвящено ограниченное количество публикаций [1, 2, 3, 4]. В основном они касаются выяснения причин возникновения перетоков рабочих растворов через негерметичные участки колонн. Имеющиеся у производственных организаций методы устранения перетоков в виде довинчивания обсадных колонн с поверхности и подача ремонтных материалов по заколонному пространству в интервал негерметичности в режиме свободного налива или в контейнере, спускаемом на бурильных трубах, непригодны для случаев, когда заколонное пространство выше интервала перетока заполнено материалом гидроизоляции, например, зацементировано. Тогда единственным доступным вариантом ремонта дефектного участка колонн остается подача ремонтного материала из внутриколонного пространства в заколонное с использованием внутриколонных пакеров различного типа, ограничивающих интервал негерметичности колонны. При этом в качестве ремонтного может быть использован высоковязкий материал, кольтирующий проницаемые породы, в заколонном пространстве, например, пески



различной крупности, которые поглощают перетекающие за колонну рабочие растворы.

С целью создания непроницаемых барьеров на границах таких горизонтов с каналами движения рабочей жидкости в заколонном пространстве авторами были выполнены исследования по возможности применения тампонажных материалов на основе битумов.

Основными структурообразующими компонентами битумов являются асфальтены и смолы [5]. Асфальтены, не растворимые в низкокипящих углеводородах парафинового ряда, являются наиболее высокомолекулярными соединениями, твердыми при нормальной температуре. Смолы растворимы во всех углеводородах нефти, являются пластификаторами асфальтенов и той средой, которая обеспечивает переход полярной части нефти (асфальтенов) к неполярной (маслам). Эти составляющие обладают способностью к физической адсорбции на минеральных частицах кислого состава, хемосорбции на минеральных частицах основного состава и образуют пространственную структуру из сегментных молекул. Подача битумных смесей в пористый песчаный коллектор теоретически может сопровождаться протеканием следующих процессов.

Во-первых, на поверхности минеральных частиц может образовываться пленка из асфальтогеновых кислот. Степень «осаждения» высокомолекулярных компонентов, очевидно, усиливается при насыщении порового пространства песков, подвергаемых кольматации, твердой фазой из частиц основного состава. При этом чем меньше размер пор, чем больше они содержат частиц основного состава и чем меньше скорость подачи битумной смеси, тем быстрее должна наступать кольматация за счет хемосорбции и физической адсорбции полярных молекул смеси.

Во-вторых, в режиме структурного течения может происходить повышение концентрации высокомолекулярных компонентов битумной смеси в граничной области водоносного горизонта за счет уплотнения пространственной структуры асфальтенов и смол при одновременном «отжатию» масел в водоносный горизонт. В этом случае значительно меньшее влияние на качество кольматации оказывает водонасыщенность пород, поскольку механизм кольматации определяется содержанием высокомолекулярных составляющих в битумной смеси и их способностью к образованию пространственной структуры.

С целью определения количественных характеристик процесса кольматации песков различной крупности битумными смесями были выполнены экспериментальные работы на установке для исследования проницаемости керна (УИПК).

Методика исследований была построена следующим образом:

- замер начальной проницаемости образца керна по технической воде ( $K_{п1}$ );
- насыщение образца раствором  $H_2SO_4$  с концентрацией 10 г/л;
- замер проницаемости образца по раствору  $H_2SO_4$  ( $K_{п2}$ );
- насыщение образца водоизвестковым раствором и замер проницаемости по водоизвестковому раствору ( $K_{п3}$ );
- кольматация образца битумной смесью;
- замер проницаемости ( $K_{п4}$ );
- замер проницаемости при создании противодействия технической водой на закальматированный участок ( $K_{п5}$ ).

Включение в методику исследований насыщения образцов раствором  $H_2SO_4$  с последующей нейтрализацией водоизвестковым раствором определялось целевым назначением работ применительно к технологическим скважинам ПВ.



При проведении работ использовались образцы керна, представленные песками различной крупности: мелкозернистыми, мелкозернистыми со среднезернистыми, среднезернистыми с крупнозернистыми, крупнозернистыми. Высота образцов составляла 45-54 мм, за исключением образца № 1 – 24 мм.

Давление подачи жидкости и тампонирующего материала были приняты следующими: техническая вода и водоизвестковый раствор – 1,0 МПа (образцы №№ 1; 5; 9-12) и 2,0 МПа (образцы №№ 6-8); битумная смесь – 0,55 МПа (образец № 1), 2,0 МПа (образцы 2-11) и 3,5 МПа (образец № 12); техническая вода при создании противоавдавления декольматации – 0,2 МПа (образцы №№ 1-5, 7), 0,3 МПа (образец № 6), 0,35 МПа (образец № 11), 0,4 МПа (образцы №№ 8, 10), 0,5 МПа (образец № 12), 0,2-0,7 МПа с шагом 0,1 МПа (образец № 9).

Продолжительность создания противоавдавления технической водой составляла не менее 40 минут на каждом образце. В качестве тампонажной смеси применялась смесь, приготовленная из 2-х частей битума и 1-ой части дизельного масла.

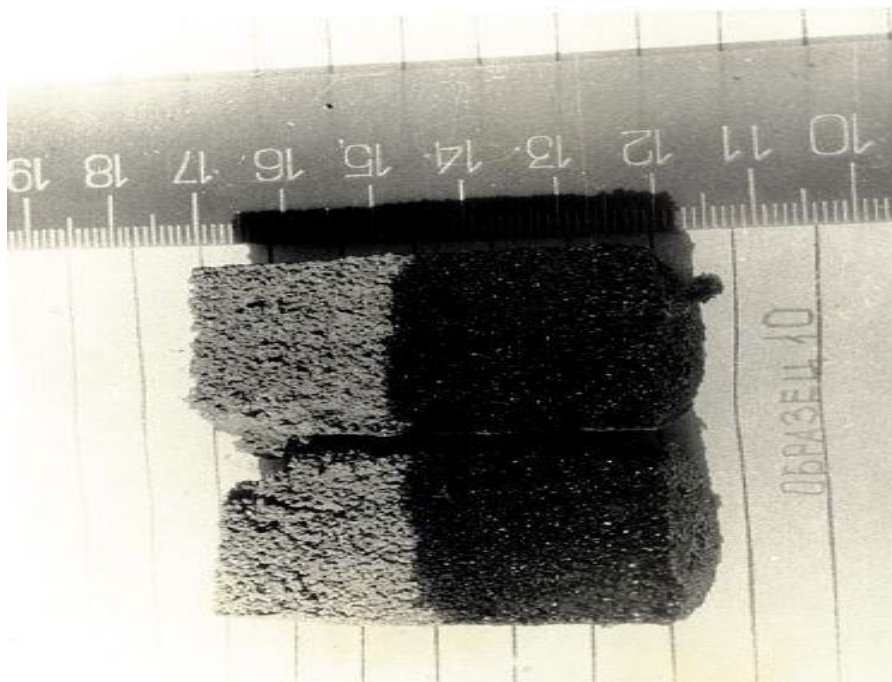
Рассчитанные на основании полученных результатов значения коэффициентов проницаемости и глубины проникновения битумной смеси в образец приведены в таблице.

Таблица

№№ образцов	Значения коэффициента проницаемости					Глубина проникновения битумной смеси в образец, мм
	$K_{п1}$	$K_{п2}$	$K_{п3}$	$K_{п4}$	$K_{п5}$	
1	1877	2040,5	0,11	0	24,49	24
2	202,4			0	0	37
3	109,31	134,8	12,74	0	0	8
4	101,2	109,3	1,41	0	0	10
5	151,5	202,1	3,92	0	0	13
6	133,1	148,42	0,95	0	0	18
7	176,8	189,47	3,56	0	0	15
8	40,4	50,6	0,82	0	0	40
9	36,43	54,65	3,82	0	8,19*	38
10	427,5	544,1	4,8	0	0	30
11	1263,1	1515,7	8,71	0	0	40
12	1445,34	1569,2	8,42	0	0	51

\*- коэффициент проницаемости при противоавдавлении 0,7 МПа

Глубину кольматации образца керна крупнозернистого песка с глинистой фракцией после обработки битумно-масляной смесью можно оценить, обратившись к приведённому ниже рисунку, на котором показана, в качестве примера, фотография образца № 10.



*Рис.1 Образец керна крупнозернистого песка с глинистой фракцией после обработки битумно-масляной смесью.*

### **Выводы**

Результаты исследований показали, что закольматированный битумной смесью участок образца керна представляет собой асфальтоподобную массу с достаточными прочностными характеристиками, обеспечивающими непроницаемость для рабочих жидкостей при создании противодавления, не превышающего 30% от величины давления подачи битумной смеси. Это позволяет рекомендовать битумные смеси для ремонта технологических скважин, предпочтительно оборудованных полимерными обсадными трубами.

### **Литература**

1. Геотехнология урана (российский опыт): монография / Под ред. И.Н.Солодова, Е.Н.Камнева. – М.: «КДУ», «Университетская книга», 2017, - 576 с.
2. Иванов А.Г., Кравцов В.А., Костин В.А., Ежов А.П. Опыт восстановления герметичности технологических скважин при ПВ // Технический прогресс в атомной промышленности. Серия «Горно-металлургическое производство». 1989, №6, с. 17 – 19.
3. Иванов А.Г., Иванов Д.А., Арсентьев Ю.А., Назаров А.П., Калиничев В.Н. Особенности применения полимерных обсадных труб при сооружении технологических скважин подземного выщелачивания урана. Известия высших учебных заведений. Серия «Геология и разведка». 2019, №4, с. 50 – 57.
4. Иванов А.Г., Гурулев Е.А., Алексеев Н.А., Базаров Д.Н., Иванов Д.А., Арсентьев Ю.А., Назаров А.П. Особенности ремонта эксплуатационных колонн технологических скважин в условиях многолетнемерзлых горных пород. Актуальные проблемы урановой промышленности: сборник трудов IX Международной научно-практической конференции. Часть 2. 7-9 ноября 2019. – Алматы: Казак университеті, 2019. – с. 216-223.
5. Руденская И.М., Руденский А.В. Органические вяжущие для дорожного строительства. М., Транспорт, 1984, 229 с.



## **ДИАГНОСТИКА ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ ПО ДАННЫМ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ**

*Судоплатова А.А. \* (МГРИ, sudoplatovaaa@mgri.ru)*

### **Аннотация**

При бурении скважин на нефтегазовых месторождения наблюдается ряд экономически затратных технологических осложнений — потеря циркуляции, прихват колонны, затяжки и посадки недохождение обсадных колонн до проектной глубины. Комплексный анализ диаграмм бурения, кернового материала выбуренной породы и геофизических исследований показывает, что причина всех рассмотренных осложнений заключается в потере устойчивости ствола скважины.

**Ключевые слова** осложнение при бурении, геофизические исследования, тектонические разломы

При бурении скважин на нефтегазовых месторождения наблюдается ряд экономически затратных технологических осложнений — потеря циркуляции, прихват колонны, затяжки и посадки недохождение обсадных колонн до проектной глубины. Комплексный анализ диаграмм бурения, кернового материала выбуренной породы и геофизических исследований показывает, что причина всех рассмотренных осложнений заключается в потере устойчивости ствола скважины[1].

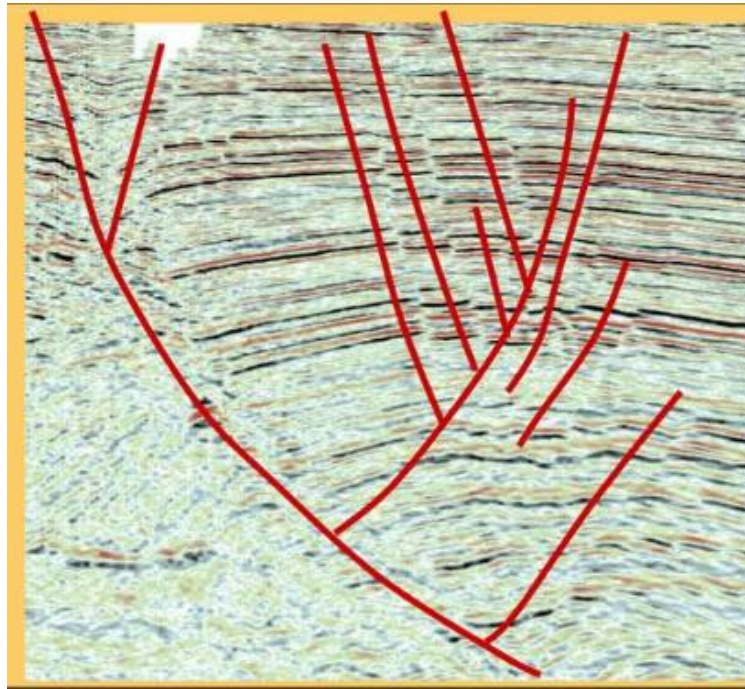
Одним из методов предупреждения осложнений при бурении является разработка безопасных по устойчивости профилей стволов скважин, определяемых на основе трехмерной физико-геологической модели месторождения. Основной для формирования такой модели используются результаты наземных и скважинных геофизических исследований. Например, наземная сейсморазведка показывает зоны предполагаемых тектонических разломов, где наблюдаются осложнения при бурении скважин — (сильные обвалы стенок, затяжки и посадки при проведении спускоподъемных операции). Разломы выделяются по потере корреляции отражающих горизонтов, уменьшению амплитуд и увеличению период отражённых волн (Рисунок 1).

При техногенном воздействии напряженно-деформированное состояние (НДС) горных пород изменяется. Следовательно, физико-геологическая модель месторождения постоянно изменяет свои свойства. Оперативное обновление параметров модели целесообразно выполнять на основе данных геофизических исследований скважин — ГИС. Среди них — скважинный гидролокатор бокового обзора (СЛБО), акустический каротаж (АК), профилометрия, скважинный акустический телевизор, пластовый наклономер, кавернометрия и инклинометрия.

При помощи СЛБО используется для исследования поля открытой трещиноватости в геосреде. По размеру и направлению трещин можно установить направление вектора напряжений в горном массиве, а также наличие зон аномально высокого пластового давления. Данные СЛБО применяются для выбора азимутальных направлений бурения горизонтальных и наклонных стволов скважин[3].

Данные широкополосного акустического каротажа позволяют определять не только скорости продольных и поперечных волн, но и рассчитывать на их основе динамические упругие модули (коэффициент Пуассона, модуль сдвига, модуль Юнга).

Профилометрия диагностирует отклонение от кольцеобразной формы профиля скважины в горизонтальной плоскости, определить наличие и геометрические свойства каверн[4].



*Рисунок 1. Тектонические разломы на разрезе сейсморазведки*

Перспективным методом ГИС является каротаж бурения. При его выполнении данные ГИС и технологические параметры поступают непосредственно с долота в процессе бурения. При проводке горизонтальных стволов коррекция траектории проходит в реальном времени, на основе экспресс-анализа данных ГИС[2].

Описанные геофизические методы позволяют создать обновляемую и уточняемую физико-геологическую модель месторождения, выявлять локальные зоны скопления флюидов, оконтуривать опасные для бурения зоны и разрабатывать мероприятия для безаварийного бурения.

### **Литература**

1. Дерябин А.В., Паршукова Л.А. О применении методов геофизических исследований для предупреждения осложнений при бурении // В сборнике: Современные технологии нефтегазовой геофизики материалы докладов конференции. 2016. С. 133-136.
2. Москаев И.А., Даниловский К.Н., Глинских В.Н., Никитенко М.Н. Геонавигация наклонно-горизонтальных скважин по данным высокочастотного электромагнитного каротажа в процессе бурения // В сборнике: Трофимукские чтения - 2017 Материалы Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых. Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука. 2017. С. 261-264.
3. Ракитин М.В., Семикин Д.А., Халиуллов И.Р., Дуванова М.Е., Андреев Л.А. Тенденции развития ГИС и ГТИ для решения производственных задач // Геология, география и глобальная энергия. 2014. № 2 (53). С. 65-72.
4. Судоплатова А.А., Назаров А.П. Проблемы ориентирования двигателей-отклонителей при направленном искривлении геологоразведочных скважин // В книге: Новые идеи в науках о Земле Материалы XIV Международной научно-практической конференции: в 7 томах. 2019. С. 301-302.



## **К ВОПРОСУ О БОРЬБЕ С ИНТЕНСИВНЫМ ПОГЛАЩЕНИЕМ БУРОВОГО РАСТВОРА ПРИ БУРЕНИИ ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СКВАЖИН.**

*Кахаров С.К. (Навоийский государственный горный институт, Навои,  
Узбекистан, misterksk79@mail.ru)*

**Аннотация:** при сооружении геотехнологических скважин на участках со сложными горно-геологическими и гидрогеологическими условиями, высокой трещиноватостью пород наблюдается интенсивное поглощение бурового раствора.

Резкое падение уровня бурового раствора в стволе скважины связано с полным или частичным его поглощением, приводит к увеличению затрат и аварийным ситуациям из-за завала стенок скважин.

**Ключевые слова:** геотехнологическая скважина, промывочная жидкость, поглощение, трещиноватость, пористость, кавернообразование, карстовые пустоты, провал бурового инструмента, изоляция проницаемых интервалов.

При бурении скважин подземного выщелачивания в условиях Кызылкумского региона (Р. Узбекистан) одним из серьезных осложнений является поглощение бурового раствора. Наибольшие трудности в процессе бурения геотехнологических скважин (ГТС) вызывают катастрофические потери циркуляции раствора в пластах, имеющих карстовые пустоты, каверны и трещины.

Так на участках «Аульбек» и «Кетменчи» соответственно 34% и 26% скважин, попадают в зоны с полным или частичным поглощением. Удельный вес непроизводительных затрат времени и средств на предупреждение и борьбу с поглощениями на этих участках достаточно велик и составляет 28-32%.

От решения проблем связанных с предупреждением и устранением интенсивных поглощений во многом зависит технический прогресс в бурении ГТС.

Для успешной проходки поглощающих интервалов с разным пластовым давлением необходимо подобрать параметры промывочной жидкости таким образом, чтобы обеспечить гидравлическое равновесие в системе скважина-пласт и предупредить как поглощение, так и водоприток в скважину из пласта.

При вскрытии карбонатных пород сильно разрушенных, интенсивно загипсованных и кавернозных нередки случаи провалов бурового инструмента от 0,5 м до 2 м и более.

Поскольку скважинами вскрываются несколько водоносных горизонтов с различными пьезометрическими уровнями, внутрискважинные перетоки при бурении могут вызвать серьезные осложнения (возобновление ранее ликвидированных поглощений, обвалы стенок скважин, прихваты и прочее).

Борьбу с полными и частичными поглощениями, а также методику выбора рациональных методов и специальных устройств можно условно подразделить на три принципиальных направления.

1. Использование специальных типов буровых растворов или очистных агентов, снижающих поглощение в относительно слабопроницаемых породах.
2. Использование специальных устройств и механизмов для изоляции проницаемых интервалов, когда достичь положительных результатов путем изменения параметров очистных агентов невозможно.
3. Перекрытие интервала поглощения обсадной колонной, когда первые два пути неэффективны.



Следует учесть, что во всех случаях стратегическим направлением снижения непроизводительных затрат времени на проходку ГТС в условиях сильного поглощения является переход на бурение малыми диаметрами.

Этот фактор также необходимо учитывать с целью своевременного изменения параметров бурового раствора при вскрытии нижележащих водоносных горизонтов (интервалов поглощений).

Это объясняется следующими причинами:

- степень трещиноватости, каверзности колеблется в широких пределах, от небольших пор и трещин до сильно развитых разрушенных и трещиноватых зон с крупными пустотами и кавернами, зачастую сообщающимися друг с другом.
- сами полости могут быть как свободными (открытыми), так и заполненными рыхлым обломочным материалом, что создаёт дополнительные сложности;
- параметры пластов не имеют какой-либо закономерности, не выдержаны как по площади, так и по глубине, могут возникать непосредственно в процессе бурения по различным техническим и технологическим причинам, что не позволяет чётко сгруппировать их характер и заранее подготовить соответствующие мероприятия для каждого конкретного случая.

Геолого-структурные свойства пород (слоистость, трещиноватость, кливаж, пористость, каверзность, закарстованность) играют важную роль при выборе конструкции скважины, состава тампонажных растворов и смесей, способов и технических средств по их доставке в скважину.

Кроме вышеуказанных, наиболее характерных для местных геологических условий, на интенсивность поглощения оказывают влияние целый ряд технико-технологических, организационных, методических и других факторов, таких как:

- технологический режим бурения;
- вид и параметры промывочной жидкости;
- скорость проведения спускоподъемных операций;
- диаметр скважины;
- качество и продолжительность тампонажных работ;
- организационные простои;
- количество и продолжительность исследований в скважине (геофизических, гидрогеологических).

Эти факторы являются достаточно субъективными (в противоположность горно-геологическим объективным факторам) и в большинстве своём устранимыми.

Перед выбором конкретной технологии и технических средств проходки зон интенсивного поглощения бурового раствора, следует провести типизацию горно-геологических факторов конкретного ответа.

Для восстановления циркуляции в пластах, имеющих большие трещины, пустоты и каверны могут быть использованы перекрывающие устройства, удерживающие цементный раствор в зоне циркуляции до его затворения.

### **Литература**

1. Толстов Е.А., Башкатов Д.Н., Ганджумян Р.А. и др. Техника и технология сооружения геотехнологических скважин в Навоийском ГМК. М.: «НИА-Природа», 2004.
2. Калинин А.Г., Ганджумян Р.А., Мессер А.Г. Справочник инженера-технолога по бурению глубоких скважин. М.: Недра, 2005.





## РАЗРАБОТКА НЕЙРОСЕТЕВОЙ МОДЕЛИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПРИХВАТОВ КОЛОНН БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

*Кодиров Ш.Ш. (Южно-Уральский государственный университет (НИУ), г. Челябинск, Россия, qodirovss@susu.ru)*

**Аннотация.** Работа посвящена разработке модели искусственной нейронной сети для прогнозирования прихвата колонны бурильных труб. Отличительной особенностью предлагаемого метода является то, что полученная модель прогнозирования может адаптироваться к новым данным, что часто происходит при бурении скважин на новых месторождениях.

**Ключевые слова.** Прихват колонн бурильных труб, прогнозирование, нейронные сети, многослойный перцептрон, нормализация данных, кросс-валидация по к-блокам.

Бурение скважин для разведки и разработки новых месторождений, а также добычи углеводородных ресурсов всегда было и остается чрезвычайно капиталоемким для нефтегазодобывающих организаций. Получение высоких технико-экономических показателей бурения во многом зависит от успешности преодоления осложнений и аварий. При этом риск возникновения аварий в современных условиях бурения нефтяных и газовых скважин очень высок. Наиболее распространенным и трудоемким видом аварий в процессе бурения скважин является прихват бурильной колонны, поэтому вопросам прогнозирования и идентификаций прихватов колонн бурильных труб отводится первостепенная роль.

Прихват – это непредвиденный процесс при сооружении скважин, характеризующийся потерей подвижности колонны труб или скважинных приборов при приложении к ним максимально допустимых нагрузок с учетом запаса прочности труб и применяемого оборудования [1]. Время простоя при ликвидации прихватов приводит к значительным финансовым убыткам.

Успешное обнаружение и прогнозирование прихватов колонн бурильных труб возможно только при тщательном анализе комбинаций факторов, степень влияния которых определяется корреляционным анализом.

На основе искусственных нейронных сетей, разработана модель прогнозирования прихватов на стадии проектирование строительство и в процессе бурения скважины [1]. В качестве набора данных о прихватах в работе были использованы промысловые архивные данные ВНИИКРнефти и ОАО «Нафту газ» по 102 прихватам скважин. В модели в качестве элементов входных данных применяется информативные косвенные диагностические параметры (КДП), такие как:  $X_1$  – глубина, на которой находится долото в момент прихвата, м;  $X_2$  – тип породы в зоне прихвата;  $X_3$  – пластовое давление в зоне прихвата, кгс/см<sup>2</sup>;  $X_4$  – разность между давлением столба промывочной жидкости и пластовым давлением, кгс/см<sup>2</sup>;  $X_5$  – плотность бурового раствора, г/см<sup>3</sup>;  $X_6$  – условная вязкость, с;  $X_7$  – статическое напряжение сдвига (СНС<sub>1</sub>), мгс/см<sup>2</sup>;  $X_8$  – СНС<sub>10</sub>, мгс/см<sup>2</sup>;  $X_9$  – водоотдача бурового раствора, см<sup>3</sup>/30 мин;  $X_{10}$  – длина утяжелённой бурильной трубы (УБТ), м;  $X_{11}$  – зазор между стенкой скважины и УБТ, мм;  $X_{12}$  – угол искривления ствола скважины, градус;  $X_{13}$  – температура на глубине прихвата, °С;  $X_{14}$  – количество нефти в растворе, %;  $X_{15}$  – понизители вязкости;  $X_{16}$  – понизители водоотдачи;  $X_{17}$  – ингибирующие добавки;  $X_{18}$  – смазочные добавки. Эти диагностические параметры условно разделяются на управляемые ( $X_6, X_7, X_8, X_9, X_{10}, X_{11}, X_{14}, X_{15}, X_{16}, X_{17}, X_{18}$ ) и неуправляемые ( $X_1, X_2, X_3, X_4, X_5, X_{12}, X_{13}$ ) параметры [1].



Для повышения информативности, над некоторыми косвенными диагностическими параметрами ( $X_2, X_{15}, X_{16}, X_{17}, X_{18}$ ), была произведена процедура бинаризации элементов данных, то есть элементы этих параметров были разделены на субэлементы. Каждому субэлементу данных было присвоено долевое значение в соответствии своего основного элемента данных. Такое разделение позволило повысить репрезентативность выборки для нейронной сети (НС) и в дальнейшем, улучшить качество ее работы.

В качестве выходной информации о прихвате рассматривается 4 состояния: **I** – прихват под действием перепада давления; **II** – прихват (заклинивание) инструмента при его движении в скважине; **III** – прихват, вследствие сужения сечения ствола скважины (в результате оседания шлама, утяжелителя, осыпей, обвалов, выпучивания пород, сальникообразования и т. п.); **IV** – прихват отсутствует.

Оценка модели всегда сводится к делению доступных данных на три набора: *обучающий, проверочный и тестовый*. Модель будет обучаться на обучающих данных, а проверка качества обучения будет оцениваться на проверочных. После завершения обучения модель будет тестироваться с применением тестовых данных. Такой подход позволяет получить наиболее точную оценку обобщенности модели [7].

НС плохо работает со значениями элементов данных, имеющих самые разные диапазоны. Например, в нашем случае глубина нахождения долота от 300 м до 6000 м, плотность бурового раствора от  $0,890 \text{ г/см}^3$  до  $1,80 \text{ г/см}^3$  и т.д. Сеть сможет автоматически адаптироваться к таким разнородным данным, но это усложнит процесс обучения. На практике к таким данным принято применять нормализацию.

*Нормализация* – это ряд методов, стремящихся сделать сходство разных образцов более заметным для модели машинного обучения, что помогает модели выделять и обобщать новые данные. Для данной задачи подходит наиболее распространенная форма нормализации, которая предполагает нормальность закона распределения данных. Суть нормализации состоит в центрирование данных и приведение их к единичной дисперсии:  $X_{\text{норм}i} = \frac{x_i - \bar{x}}{\sigma}$ , где  $\bar{x}$  – среднее значение по признаку  $X_i$  (элемента данных),  $\sigma$  – среднеквадратическое отклонение.

Существуют различные типы и модели искусственных НС, которые различаются по принимаемым видам входной информации (графической, звуковой, текстовой, цифровой и т.д.), а также методам их обработки.

В математическом виде функционирование нейрона  $k$  можно описать следующей парой уравнений:  $u_k = \sum_{m=1}^m w_{km} x_m$ ,  $Y_k = \varphi(u_k + b_k)$ ,

где  $x_1, x_2, \dots, x_m$  – входные сигналы;  $w_{k1}, w_{k2}, \dots, w_{km}$  – синаптические веса нейрона  $k$ ;  $u_k$  – линейная комбинация входных воздействий;  $b_k$  – порог;  $\varphi(\cdot)$  – функция активации;  $Y_k$  – выходной сигнал нейрона.

Опираясь на существующие теории и результаты практического применения различных структур и моделей НС, для решения поставленной задачи была выбрана многослойная сеть с последовательными слоями и *полными* связями между ними (модель *Sequential* или многослойный персептрон) [5-9].

Основным строительным блоком НС является *слой*. Существуют различные методики и рекомендации по расчету количества слоев, но на практике этот параметр обычно для каждой задачи выбирается индивидуально на основе численных экспериментов.

В качестве исходной архитектуры была выбрана следующая структура: сеть с входным слоем из 32 нейронов с функцией активации «ReLU» и с выходным слоем из 4-х нейронов с функцией активации «SoftMax».

Далее был проведен ряд экспериментов, в которых оценивалось качество работы сети при изменении количества нейронов входного слоя. Результаты эксперимента



показали [1], что увеличение количества нейронов входного слоя до 97, а второго слоя до 52 приводит к максимальной точности работы сети, а последующее увеличение не приводит к стабильному улучшению точности.

Исходя из вышесказанного, обоснованно выбрана следующая архитектура сети: трехслойная сеть, где первый слой состоит из 97 нейронов, второй из 52 и последний третий (выходной) слой состоит из 4-х нейронов. Во 2-м слое применяется активационная функция «Sigmoid», следовательно, на выходном слое применяется активационная функция мягкого максимума «SoftMax».

Функция активации ограничивает амплитуду выходного сигнала нейрона. Эта функция также называется функцией сжатия. Такая комбинация активационных функции выбрана исходя из результатов проведенных экспериментов, которые рассмотрены в разделе «оценка качества работы сети».

Обучение НС – это процесс, в котором параметры НС настраиваются посредством моделирования среды, в которую эта сеть встроена. Существуют различные алгоритмы и методы обучения НС, в зависимости от архитектуры сети и постановки решаемой задачи. Так как модель рассматриваемой сети – это многослойный персептрон, то целесообразно применять алгоритм обучения сети с учителем и методом обратного распространения ошибки (со стохастическим градиентным спуском) [5-9].

Для подготовки сети к обучению, прежде всего, необходимо настроить три параметра для этапа *компиляции*: 1. *Функцию потерь* – величину, которую требуется свести к минимуму в ходе обучения, поэтому она должна представлять собой меру успеха для решаемой нами задачи. По своим назначениям существует множество видов функции потерь. В задачах мульти-классовой классификации (прогнозирование) целесообразно применять категориальную перекрестную энтропию (*Categorical cross-entropy*), которая описывается уравнением:  $L_{cross} = -\sum_{k=1}^n Y_k \log(\hat{Y}_k)$ , где  $\hat{Y}_k$  – предсказанное моделью значение целевой переменной;  $Y_k$  – желаемое значение целевой переменной; 2. *Оптимизатор* – механизм, с помощью которого сеть будет обновлять себя, опираясь на наблюдаемые данные и функцию потерь. Оптимизатор также определяет точный способ использования градиента потерь для изменения параметров. Применительно для нашей задачи, наилучшие результаты были получены при выборе оптимизатора «Adam», реализующего градиентный спуск с импульсом; 3. *Метрику для мониторинга на этапах обучения и тестирования*, мы выбрали «Accuracy» – это одна из удобных метрик качества моделей машинного обучения. Она часто используется для классификации и показывает долю данных, для которых класс был определен правильно.

Интуитивно гиперпараметры можно представить как параметры, которые не были извлечены из данных и являются рычагами управления моделью, т.е. параметры, которые можно изменять с целью улучшения качества работы модели. Под гиперпараметрами следует понимать: размер мини-выборки, количество нейронов входного слоя, количество скрытых слоев НС и количество эпох обучения. В результате проведенной серии экспериментов, наилучшие результаты работы сети получены при следующих гиперпараметрах: **размер мини-выборки 1; 97 нейронов входного слоя; 1 скрытый слой НС; 50 эпох обучения.**

Оценка качества работы сети проводилась методом кросс-валидации по k - блокам. Имеющийся набор данных случайным образом подразделялся на 20-блоков мини данных. В качестве обучающей выборки применялись 19 из них, а 1-блок мини данных в качестве проверочных [9]. Данное разбиение блоков позволило проводить обучение сети и оценку ошибки сети на этих данных. Процедура повторялась 20-раз, в



результате чего, получено 20 моделей с их оценками качества работы сети ( $L_1 \dots L_{20}$ ). Затем вычислялась средняя ошибка работы модели, на основе разных независимых блоков:  $L_{\text{mean}} = \frac{1}{20} \sum_{i=1}^{20} L_i$ .

В результате проведения серии экспериментов с различными комбинациями активационных функции и оптимизаторами, были получены ряд результатов, по которым можно сделать вывод о целесообразности применения комбинации активационных функций скрытого и выходного слоев «Sigmoid-SoftMax» с оптимизатором Adam. При такой комбинации достигнута высокая точность работы сети (93,5 %) для обрабатываемых данных.

В заключение, необходимо отметить, следующее: в разработке полученной модели прогнозирования применялись важные и обобщающие факторы, влияющие на возникновение прихватов, что позволяет прогнозировать все виды прихватов колонн бурильных труб; применяемый способ преобразования элементов входных данных позволяет адаптироваться полученной модели НС к новым выборкам, в том числе от скважин различных месторождений; экспериментальным способом обоснована архитектура сети и выявлены наилучшие гиперпараметры, а также комбинация активационных функций, которые позволили получить оптимальную модель для решения данной задачи; полученная модель может применяться в процессе проектирования и бурения скважины, что позволит минимизировать риски возникновения непредвиденных прихватов; разработанная модель позволяет прогнозировать возникновение и определять тип прихвата на экспериментальных данных с точностью прогнозирования 93 %.

### Литература

1. Кодиров Ш.Ш., Шестаков А.Л. Разработка искусственной нейронной сети для прогнозирования прихватов колонн бурильных труб // Вестник ЮУрГУ. Серия «Компьютерные технологии, управление, радиоэлектроника». – 2019. – Т. 19, № 3. – С. 20–32. DOI: 10.14529/ctcr190302.
2. Абу-Абед Ф.Н. Обнаружение предаварийных ситуаций в процессе промышленного бурения нефтяных скважин: кан. диссертация / Ф.Н. Абу-Абед. Тверь. 2011. – 206 с.
3. Murillo A., Neuman J., Samuel R. Pipe sticking prediction and avoidance using adaptive fuzzy logic and neural network modeling. Paper presented at Production and Operations Symposium held in Oklahoma City, Oklahoma, USA. 2009. 15 p. SPE 120128.
4. Morteza E.N., Peyman E., Saeid J. Prediction of drilling pipe sticking by active learning method (ALM) // Academic Journals. Journal of Petroleum and Gas Engineering. 2013. Vol. 4(7), 173-183 p. DOI: 10.5897/JPGGE2013.0166.
5. Gulli A. Deep Learning with Keras: hand book / Antonio Gulli, Sujit Pal. BIRMINGHAM – MUMBAI: Packt, 2017. - 310 p.
6. Шолле Ф. Глубокое обучение на Python: справочное пособие / Ф. Шолле. СПб.: Питер, 2018. – 400 с.
7. Рашка С. Python и машинное обучение: справочное пособие / С. Рашка. М.: ДМК Пресс, 2017. - 418 с.
8. Jojo M. Learn Keras for Deep Neural Networks: hand book / M. Jojo. Canada: Apress, 2019. – 192 p.
9. Ketkar N. Deep Learning with Python: A Hands-on Introduction / N. Ketkar. India: Apress, 2017. – 162 p. DOI 10.1007/978-1-4842-2766-4.



## ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРОВЗРЫВНЫХ РАБОТ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КУМУЛЯТИВНОГО ЗАРЯДА В ПОДЗЕМНЫХ ГОРНЫХ РАЗРАБОТКАХ

Умаров Ф.Я., Нутфуллоев Г.С., Назаров З.С., Базарова М.А.

<sup>1</sup>Алмалыкский Филиал НИТУ «МИСиС», Узбекистан

<sup>2</sup>Навоийский государственный горный институт, Узбекистан

**Аннотация** : На основе теоретических исследований рекомендуется конструкция шпурового заряда ВВ с применением кумулятивного эффекта, позволяющая повысить коэффициент использования шпура (КИШ), снизить объем буровых работ, достичь более четких проектных контуров горных выработок и исключить образование неразрушенной части шпуров («стаканов»). Теоретически исследовано действие шпуровых зарядов ВВ с кумулятивным эффектом, рассмотрена гидродинамическая теория кумуляции и установлены зависимости изменения угла схлопывания кумулятивной облицовки от радиуса конуса, его высоты, начальной скорости и скорости кумулятивной струи. Разработанная конструкция шпурового заряда ВВ с кумулятивным эффектом позволяет повысить КИШ, величину подвигания забоя за цикл и увеличить объем отбитой горной массы.

**Ключевые слова:** шпур, забойка, конструкция, заряд ВВ, кумулятивный эффект, забой, глубина пробития, высота кумулятивной облицовки, детонационная волна.

### **Постановка задачи.**

Повышение эффективности горных работ за счет совершенствования взрывных технологий позволяет обеспечить увеличение темпов и эффективности развития экономики горнодобывающих стран.

Современный этап развития буровзрывных работ при проходке подземных горных выработок характеризуется применением высокопроизводительной буровой техники и инструмента, внедрением новых методов и технологий проектирования горных работ и процессов, а также применением безопасных эмульсионных взрывчатых веществ (ЭВВ) и средств инициирования зарядов ВВ. Повышение безопасности горных и взрывных работ несомненно вносит свой вклад в развитие горнодобывающих отраслей промышленности. Однако, совершенствование горных работ неразрывно связано с повышением эффективности буровзрывного комплекса горнодобывающих предприятий, внедрением современных конструкций скважинных и шпуровых зарядов ВВ. Это очень важно для увеличения длины заходки, повышения коэффициента использования шпуров (КИШ) и других параметров проходки. Отсутствие существенного совершенствования конструкций шпуровых зарядов ВВ снижает эффективность буровзрывного комплекса, который является основой большинства применяемых горных технологий. Необходимо отметить, что ассортимент ВВ, применяемый для подземных горных работ, не обновляется длительное время, а предлагаемые технические решения, как правило, являются сложными в реализации или, требуют дополнительных затрат. Традиционная отбойка пород и руд шпуровыми зарядами, изготавливаемыми из порошкообразных ВВ, в значительной степени исчерпала свои возможности.

Теоретические исследования и современные экспериментальные методы позволили получить достаточно полное представление о процессе образования кумулятивной струи. Кумулятивный эффект есть существенное повышение местного действия взрыва в одном направлении. Этот эффект получается при использовании зарядов, имеющих на одном из концов полость – кумулятивную выемку. Если такой



заряд инициировать с противоположного конца, то эффект действия в направлении оси выемки оказывается значительно большим, чем при действии обычных зарядов. Если же к тому же поверхность кумулятивной выемки покрыть сравнительно тонкой металлической облицовкой, то пробивное действие такого заряда во много раз увеличится.

Предлагаемая конструкция заряда (рисунок 1) обеспечивает повышение КПД взрыва, его строгую направленность и повышение КИШ в различных горно-геологических условиях взрывания.

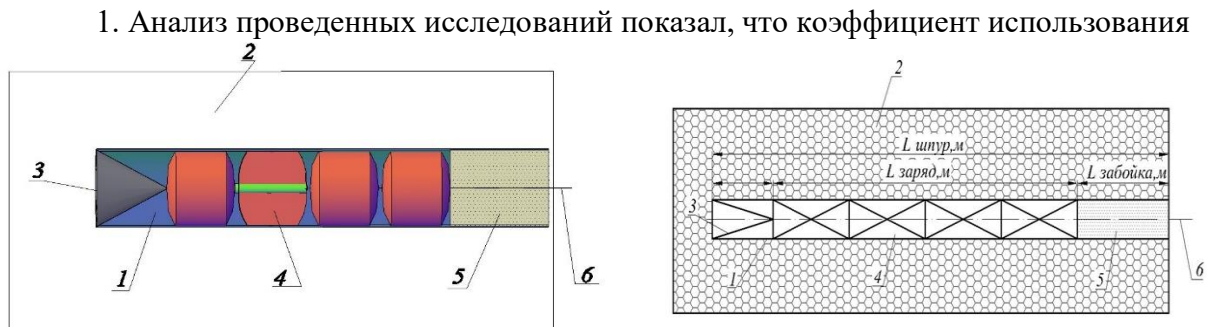


Рисунок 1. Construction of blasthole charges with the use of cumulative effect.

1 – шпур; 2 – массив горных пород; 3 – конус из металлической облицовки; 4 – заряд ВВ;  
5 – забойка; 6 – источник инициирования

### Выводы

шпуров (КИШ) является одним из основных критериев качества проведенного взрыва. Взрыв считается неудовлетворительным при КИШ менее 0,65-0,75%, нормальным – 0,80-0,85% и хорошим – 0,90% и выше.

3. Разработана конструкция шпурового заряда ВВ с конической металлической облицовкой с кумулятивным эффектом, позволяющая повысить КИШ, шаг подвигания забоя за взрыв при проходке подземных горных выработок и увеличить объем горной массы, оторванный за один цикл взрыва.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Франтов А. Е. Конверсионные взрывчатые вещества – условия рационального применения в геотехнологиях. – LAP Lambert Academic Publishing, Германия, 2014. – 136 с.
2. Франтов А.Е., Бригадин И.В., Тучков Е.Н., Дорошенко С.И. О связи энергетических и взрывчатых характеристик при оценке действия взрыва в сложных горнотехнических условиях// Взрывное дело. – 2015. №113/70. – С. 204-216.
3. Тюпин В.Н., Святецкий В.С. Методика определения параметров БВР при отработке маломощных урановых рудных тел с целью снижения разубоживания // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. - ИргУПС, 2013. -№3(39). С.89-94.
4. Тюпин В.Н., Лизункин М.В., Лизункин В.М. Определение размера зоны разрушения, напряженного трещиноватого горного массива при одновременном взрывании нескольких параллельно сближенных зарядов/Л



Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). - М.: Изд. «Горная книга», 2015. №12. С.46-51.

5. М.Н. Оверченко, С.П. Мозер., Ф.И. Галушко., А.Г. Луньков. Развитие схем контурного взрывания для проходки подземных горных выработок // Сборник «Взрывное дело» №115/72, 2016 г., С. 202–214.
6. Бунин Ж.В., Норов Ю.Д., Нутфуллаев Г.С., Заиров Ш.Ш. Определение глубины разрушения крепкого пропластка в массиве разнопрочных горных пород зарядом взрывчатых веществ с кумулятивным эффектом // Взрывное дело – Москва, №113/70, 2015 С.133-140.



**ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ, ПУТЕМ  
ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА КРЕПЛЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКИХ КОЛОНН И  
ХВОСТОВИКОВ**

*Курбанов Х.Н., к.т.н. (ПАО «Варьеганнефтегаз», khkurbanov@gmail.com),  
Валеев Д.Р. (ПАО «Варьеганнефтегаз»),  
Волков Р.Р. (ПАО «Варьеганнефтегаз»)*

**Аннотация** Значительное повышение качества крепления обсадных колонн на сегодняшний день достигается за счет применения ряда организационных, технических и технологических мер, таких, как: цементирование обсадной колонны, применение новой оснастки, совершенствование дизайна цементных растворов и буферов с применением различных химических добавок, оптимизация технологических режимов при цементировании, подбор сопоставимых буровых растворов.

**Ключевые слова:** буровой раствор, крепление обсадных колонн, фильтрационно-емкостные свойства, цементирование, цементный камень, тампонажные растворы, оснастка, хвостовик.

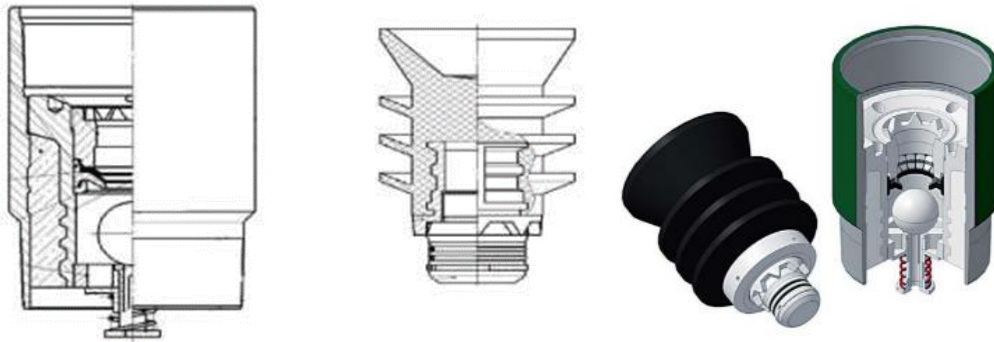
Некачественное цементирование скважины приводит к сокращению срока ее службы, требует дополнительных затрат для проведения ремонтноизоляционных работ по устранению заколонного перетока, что так же приводит к значительному снижению фильтрационно-емкостных свойств пласта и длительным работам по их восстановлению. Качество разобщения пластов оказывает значительное влияние на продуктивность скважины, так как следствием низкого качества сформированного цементного кольца может быть поступление в скважину пластовых флюидов из не проектного интервала. Основываясь на вышеперечисленных фактах, первостепенными задачами для повышения продуктивности и долговечности эксплуатации скважины является качественное разобщение пластов и сохранение их ФЕС.

Данная работа направлена на поиск путей повышения качества цементирования технических колонн и хвостовиков. Проведена аналитическая работа по эффективности применения различных тампонажных материалов, и в результате определены факторы, влияющие на качество цементирования. Подробно рассмотрены факторы, влияющие на качество контакта цементного камня со стенками скважины, как на технических колоннах, так и на хвостовиках.

Для повышения качества крепления технических колонн, необходимо сократить время разбуривание оснастки и цементного стакана. Сокращение времени разбуривания возможно с помощью применения быстро-разбуриваемой оснастки и сокращения высоты цементного камня.

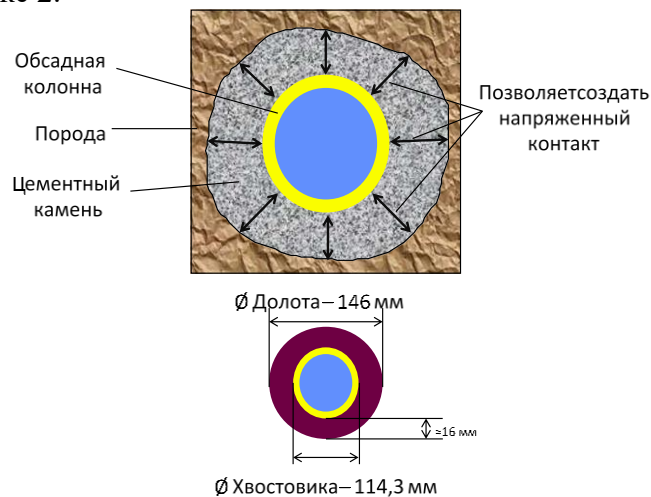
Одним из элементов технологической оснастки, позволяющим повысить качество проведения цементировочных работ, является обратный клапан. Он служит для предотвращения обратного движения тампонажного или бурового раствора из скважины в колонну. Обратный клапан позволяет обеспечить вес спускаемой колонны (уменьшить нагрузку на талевый канат, на вышку и фундамент), а также создает циркуляцию раствора в скважине вследствие интенсивного вытеснения его при спуске колонны. Применение быстро-разбуриваемой оснастки серии ЦКОДМ-Б (рис.1) в комплекте с продавочной пробкой, предназначенный для оборудования низа обсадных колонн с целью обеспечения самозаполнения спускаемых колонн буровым раствором из скважины без перелива его из колонны на устье и обеспечения герметичной посадки на него бесповоротной пробки в процессе продавливания тампонажного раствора.





**Рисунок 1.** ЦКОДМ-Б (клапан обратный дроссельный бесповоротный) в комплекте с продавочной пробкой

Для повышения качества контакта цементного камня с хвостовиком предлагается применять тампонажные растворы с расширяющимися материалами. Одними из таких растворов являются тампонажные материалы марки ЦТРС-У-100 ПВ и РТМ-75 Элит, у которых процент расширения при температуре 85<sup>0</sup>С равен 18,4% и 14,1% соответственно. Визуальное влияние расширяющихся тампонажных материалов представлена на рисунке 2.



**Рисунок 2.** Влияние расширяющихся тампонажных материалов на качества контакта цементного камня с хвостовиком

Предложенные мероприятия, а именно быстро-разбураемые оснастки, применение разделительных пробок, использование тампонажных материалов с пониженной водоотдачей при цементировании хвостовиком позволяют достигнуть первостепенных задач в области повышения нефтеотдачи пластов – качественное разобщение пластов и сохранение их коллекторских свойств.

Увеличение срока службы скважин, уменьшение затрат на РИР, исключение затрат на восстановление ФЭС, что при приводят к дополнительной добычи нефти, показывают экономическую эффективность предлагаемых мероприятий.

### Литература

1. Мелехин А.А., Чернышов С.Е., Турбаков М.С. Расширяющиеся тампонажные составы для ликвидации поглощений при креплении обсадных колонн добывающих скважин // Нефтяное хозяйство. - 2012. - № 3. - С. 50-52.
2. Соловьев Н.В., Курбанов Х.Н. Методика расчета параметров тампонажных растворов с регулируемой плотностью // Инженер нефтяник. - 2014. - № 4. - С. 23-27.



## ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ПУЛЬСИРУЮЩЕЙ ПРОМЫВКИ СКВАЖИН

Тунгусов С.А.\* (МГРИ, [tungusov\\_sa@mail.ru](mailto:tungusov_sa@mail.ru))

### Аннотация

В докладе рассматривается опыт применения пульсирующего потока жидкости в различных отраслях техники, в том числе в бурении скважин.

**Ключевые слова:** пульсирующий поток жидкости, вынос шлама, породоразрушающий инструмент.

В технике достаточно часто встречается задача по промывке различного рода протяженных объектов, таких, например, как трубопроводы [1]. В некоторых случаях для очистки трубопроводов применяется пульсирующий поток. Применяя пульсирующий поток для очистки трубопроводов, частоту колебаний жидкости генератора регулируют изменением частоты вращения приводного электродвигателя насоса. Расход моющей жидкости  $Q$ , м<sup>3</sup>/с, принимают одинаковым по всей длине трубопровода и рассчитывают по формуле (1):

$$Q = Q_0 + A_Q \cdot \sin \omega t, \quad (1)$$

где:  $Q_0$  - постоянная (статическая) составляющая расхода моющей жидкости, м<sup>3</sup>/с;

$A_Q$  - переменная (амплитудная) составляющая расхода моющей жидкости, м<sup>3</sup>/с;

$\omega$  - частота колебаний потока моющей жидкости, с<sup>-1</sup>;

$t$  - время колебаний потока моющей жидкости, с.

Переменную (амплитудную) составляющую расхода моющей жидкости на входе в очищаемый трубопровод  $A_Q$ , м<sup>3</sup>/с, рассчитывают по формуле (2):

$$A_Q = \frac{A_p}{Z_{вх}}, \quad (2)$$

где:  $A_p$  - переменная (амплитудная) составляющая давления потока моющей жидкости на входе в очищаемый трубопровод, кг/(м с<sup>2</sup>);

$Z_{вх}$  - входной импеданс очищаемого трубопровода с учетом присоединенной стендовой системы, кг/(м<sup>4</sup> с).

Переменную (амплитудную) составляющую давления потока моющей жидкости определяют с учетом действующих напряжений в материале трубопровода, а также условий эквивалентности физических процессов накопления усталостных напряжений в процессе эксплуатации трубопровода.

Из всего вышесказанного можно сделать вывод, что в технике используется пульсирующий поток жидкости для удаления твердых частиц.

При бурении скважин неоднократно делались попытки применения пульсирующего потока.

Одной из первых попыток улучшить характеристики потока промывочной жидкости при бурении скважин можно считать создание ВНИИБТ долота со вставкой, исполняющей роль турбины, полезная модель № 630394, опубл. 30.10.1978 [2]. Конструкция данного долота предусматривает помещение в ниппельную полость долота вставки в виде крыльчатки, которая позволяет улучшить характеристики потока промывочной жидкости независимо от перепада давления на долоте.

Применение пульсирующего потока, как попытка борьбы со шламовой подушкой на забое скважины и сальникообразованием, рассмотрено в работе [3]. В



работе рассматривается разбуривание глинисто-алевритового комплекса пород: как известно, в таких породах действительно могут образовываться сальники на долоте, что приводит к падению механической скорости бурения. Также авторы отмечают малую эффективность традиционных методов борьбы с подобными явлениями (повышение осевой нагрузки, «расходка» бурильной колонны, изменение режима промывки). В качестве решения подобной задачи авторы рассматривают предложение ВНИИнефтемаш по созданию в потоке промывочной жидкости колебаний (пульсаций) давления с определенной частотой и амплитудой. По замыслу в результате этого в призабойной зоне должен образоваться высокотурбулентный режим течения бурового раствора. При этом, как указывается в работе, частота волнового пакета давления бурового раствора в призабойной зоне составляла от 10 до 60 Гц. При таком режиме пульсационного потока удалось добиться практически двукратного повышения механической скорости при бурении в вязкопластичных породах. Компоновка бурового инструмента включала в себя винтовой забойный двигатель и стандартное трехшарошечное долото, как при бурении с обычным режимом бурения, так и при бурении с пульсационным режимом промывки, т.е. сравнение результатов опыта корректно. Еще одним немаловажным фактом, приведенным в работе, стоит считать выявление влияния пульсирующего потока на механическую скорость бурения с учетом осевой нагрузки. Авторы наглядно продемонстрировали увеличение механической скорости бурения при одинаковых осевых нагрузках с использованием пульсирующего потока, а также показали всю бесполезность увеличения осевой нагрузки при использовании стационарного потока промывочной жидкости. Те же результаты были подтверждены позже автором в работе [4], в которой рассматривался процесс бурения алмазными коронками.

Можно сделать вывод о том, что накопленный опыт применения пульсирующего потока, как в технике в целом, так и в отрасли, связанной с бурением скважин, является положительным. Несмотря на это, в литературе в большинстве своем есть только упоминания о применении пульсирующего потока для улучшения переноса твердой фазы, очистке трубопроводов, скважин. В общем, какое-либо теоретическое обоснование переноса частиц пульсирующим потоком отсутствует.

#### **Литература**

1. ГОСТ 31303-2006. Чистота промышленная. Метод очистки гидродинамический газовых и жидкостных систем машин и механизмов от загрязнителей.
2. Полезная модель № 630394, МПК E21B9/08, опубл. 30.10.1978.
3. Покровская. Г.А., Складчиков В.Г., Савельев В.Н. Опыт применения пульсирующего режима промывки при бурении скважин в вязкопластичных горных породах // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 1990. №5, Москва.
4. Тунгусов С.А. Повышение производительности бурения скважин за счет применения пульсирующей промывки // Разведка и охрана недр. 2009. №8. Москва.



**ПОЛИКАТИОННЫЕ БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА  
СКВАЖИН В ГЛИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ  
(POLYCATIONIC DRILLING FLUIDS FOR WELL CONSTRUCTION IN  
CLAY DEPOSITS)**

*Мирзоев А.С.<sup>1</sup>, Гайдаров А.М.<sup>2</sup>, Кадыров Н.Т.<sup>3</sup>, Сосна Н.М.<sup>4</sup>  
(<sup>1</sup>Инженер, <sup>2</sup>Младший научный сотрудник, <sup>3</sup>Инженер, <sup>4</sup>Инженер,  
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

**Аннотация**

Отличительной особенностью строительства скважин в Прикаспийской впадине является большая глубина залегания продуктивных горизонтов, температурная агрессия, наличие зон аномально высоких пластовых давлений, неустойчивость глинистых пород различного происхождения, разный уровень минерализации пластовых и поровых вод, а также наличие несовместимых по условиям бурения комплексов – надсолевой, солевой и подсолевой. На данный момент имеется большой промышленный опыт бурения скважин в Прикаспийской впадине, ведутся и теоретические работы в области совершенствования буровых растворов, но следует признать, что основные проблемы повышения качества строительства скважин связаны с несоответствием используемых жидкостей геолого-техническим условиям бурения.

**ABSTRACT**

A distinctive feature of well construction in the Caspian basin is the large depth of productive horizons, temperature aggression, the presence of zones of abnormally high reservoir pressure, the instability of clay rocks of various origin, different levels of salinity of the formation and pore water, as well as the presence of incompatible drilling and salt complexes, under salt and salt and salt. At present, there is extensive experience in field work on drilling wells in the Caspian basin, and theoretical work is being carried out in the field of improving drilling fluids, but it should be recognized that the main problems associated with improving the quality of well construction are associated with the mismatch of fluids used with geological and drilling specifications.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА**

Катбурр, поликатионный, ингибирование, бурение

**KEY WORDS**

Catburr, polycationic, inhibition, drilling

Поликатионные буровые растворы открывают новые возможности в области развития буровых растворов и являются значительным резервом в повышении эффективности строительства скважин в сложных геолого-технических условиях. Изначально созданные для бурения глинистых отложений и опробованные на Астраханском ГКМ модификации Катбурр показали высокую устойчивость к различным агрессивным воздействиям [1]. В дальнейшем работы были продолжены и совершенствованные модификации Катбурр успешно прошли опытно-промышленные испытания при бурении надсолевых глинистых и солевых отложений Астраханского



ГКМ. Далее были созданы модификации Катбурр для обеспечения полного цикла строительства скважин на Астраханском ГКМ, т.е. бурение надсолевых, солевых и подсолевых продуктивных отложений производилось на одном типе раствора. Потенциал и перспективность модификаций Катбурр оказался настолько высок, что начался новый этап в совершенствовании катионных буровых растворов для сложных геолого-технических условий бурения скважин. Разработаны ингибирующие, крепящие, соленасыщенные, термостойкие, термосолестойкие, утяжеленные и др. модификации Катбурр. Для первичного вскрытия продуктивных отложений созданы безглинистые и малоглинистые модификации Катбурр, обеспечивающие минимальное загрязнение коллекторов [2,3,4]

В данной работе представлен сравнительный анализ скважин пробуренных на ингибированном полимерно-лигносульфонатном калиевом буровом растворе и на модифицированном поликатионном буровом растворе Катбурр.

Бурение надсолевого комплекса скважины №915 в интервале 30-350м и 350-2486м осуществлялось с применением ингибированного полимерно-лигносульфонатного калиевого бурового раствора.

В процессе бурения скважины №915 в интервале неоген-четвертичных и палеогеновых отложений и далее меловых, юрских и триасовых отложений имели место осложнения в виде осыпей и обвалов. Процесс бурения сопровождался обильными сальникообразованиями на элементах КНБК и с выносом в желоб крупных фрагментов сальников. Бурение и проработки сопровождалось выносом обвальнотипной аргиллитоподобной глины. Подъем и спуск инструмента производился с промывкой инструмента, вращением и проработкой, затяжками и посадками. В процессе бурения надсолевого интервала имели место прихваты инструмента.

Подготовка ствола скважины перед ГИС и креплением скважины осуществлялось с большими затратами времени из-за посадок, затяжек, потери устойчивости стенок и т.д.

Всего затрачено календарного времени на интервал 1903,56 ч, в том числе :

1. Производительное время составило 1625,4 ч, из них: время на механическое бурение – 530,8 ч, время на ликвидацию осложнения, подготовку ствола к креплению и ГИС, подготовительно-вспомогательные работы – 728,4ч.

2. Непроизводительное время (ремонт, простои) составило 278, 16 час.

Обильный вынос шлама, связанный с потерей устойчивости ствола скважины привел к кавернообразованию. В свою очередь, увеличение кавернозности отрицательно повлияло на качество цементирования и на долговечность скважины. За счет осыпей и обвалов коэффициент кавернозности на скважине №915 составил 1,33, что значительно превышает проектное значение 1,20.

Из-за нарушения устойчивости ствола средний диаметр скважины №915 составил 454мм при диаметре долота 393,7мм.

Механическая скорость бурения под 1-ую техническую колонну составила 4,02 м/ч. Нарботка раствора за счет периодических разбавлений из-за роста структурно-реологических показателей составила 1250м<sup>3</sup>.



Концентрация коллоидной фракции перед началом бурения составляла 20 кг/м<sup>3</sup>, с углублением начала расти и только периодическими разбавлениями удавалось поддерживать в диапазоне 90-120 кг/м<sup>3</sup>.

Бурение надсолевого комплекса скважины №915д в интервале 30-350м и 350-2468м осуществлялось с применением поликатионного бурового раствора Катбурр, рецептуры ООО «Газпром ВНИИГАЗ». По результатам бурения предыдущих скважин проведены работы по совершенствованию поликатионных растворов и на скважине №915д применялась усовершенствованная модификация Катбурр.

В процессе бурения скважины №915 в интервале неоген-четвертичных и палеогеновых отложений и далее меловых, юрских и триасовых отложений имели место осложнения в виде сальникообразований на элементах КНБК. Вынос в желоб крупных фрагментов сальников и обвальная аргиллитоподобной глины практически не отмечено. Спуск инструмента производился практически чисто, без посадок.

Бурение и проработки сопровождалось с минимальным количеством обвальной породы, что свидетельствовало о стабильности ствола скважины.

Подготовка ствола скважины перед ГИС и креплением скважины осуществлялось с чистым доходом до забоя и незначительными затяжками при подъеме в призабойной зоне. Проблем, связанных с нарушением устойчивости ствола скважины не наблюдалось.

Всего затрачено календарного времени на интервал 1056 ч, в том числе:

1. Производительное время составило 1030 ч, из них: время на механическое бурение – 375ч, время на ликвидацию осложнения, подготовку ствола к креплению и ГИС, подготовительно вспомогательные работы – 419ч
2. Непроизводительное время (ремонт, простои) составило 26 ч.

Высокие крепящие свойства Катбурр обеспечили стабилизацию ствола скважины. Коэффициент кавернозности на скважине №915д составил 1,14, что ниже проектного значения 1,20. Средний диаметр скважины составил 420мм при диаметре долота 393,7мм.

Механическая скорость бурения под 1-ую техническую колонну составила 5,64 м/ч. Нарботка раствора за счет высокой ингибирующей способности Катбурр отсутствовала. Концентрация коллоидной фракции перед началом бурения составляла 22-24 кг/м<sup>3</sup>, с углублением начала уменьшаться и концу бурения составила 7-8 кг/м<sup>3</sup>.

#### **Выводы:**

1. Высокие ингибирующие свойства Катбурр обеспечили снижение концентрации коллоидной фракции в процессе углубления и предотвращение наработки раствора и связанные с ним затраты на утилизацию.

2. Высокие крепящие свойства Катбурр обеспечили устойчивость ствола скважин в глинистых отложениях. Впервые в скважинах, расположенных в зоне крутых склонов и карнизов соляных истоков коэффициент кавернозности удалось снизить до 1,14 при проектном 1,20. Это позволит повысить качество цементирования и долговечность скважины.



3. Низкая концентрация коллоидной фракции, стабильные структурно-реологические показатели и высокая транспортирующая способность Катбурр обеспечили увеличение механической скорости бурения на 40%.

4. Применение Катбурр позволило снизить производительное время на 595ч, в том числе на бурение 155ч, на ликвидацию осложнения, подготовку ствола скважины к креплению и подготовительные временные работы 309ч. Итого временные затраты с вычетом непроизводительного времени составили 1625ч по скважине №915 и 1030ч по скважине №915д.

### **Литература**

1. Устойчивость глинистых пород при строительстве скважин / М. М-Р. Гайдаров, Д. Г. Бельский, Д. В. Изюмченко (и др.). – М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2014. – 100 с.
2. Кистер Э. Г. Химическая обработка буровых растворов. М., «Недра», 1972, 392 с
3. Патент № RU 2 669 643 С2, Способ определения ингибирующих свойств бурового раствора, Гайдаров А.М., Хуббатов А.А.
4. А.М. Гайдаров, А.А. Хуббатов, Д.В. Храбров, Р.А. Жирнов, А.В. Сутырин, М.М-Р. Гайдаров/ Поликатионные системы Катбурр – новое направление в области буровых растворов// Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2017. - № 7 – С.36-49



## **ОТБОР ПРЕДСТАВИТЕЛЬНОГО КЕРНА ИЗ ПОЛОГИХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ПРИ РАЗВЕДКЕ И РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КОМПЛЕКСНОГО СЫРЬЯ**

*Сапожков А.А. (ООО «ДДВ», [sapozhkovartem@mail.ru](mailto:sapozhkovartem@mail.ru)),  
Назаров А.П. (МГРИ, [alexpazarov@yandex.ru](mailto:alexpazarov@yandex.ru)).*

### **Аннотация**

Основой благосостояния России является её минерально-сырьевая база, то есть запасы полезных ископаемых, выявленные в результате геологоразведочных работ. Наращивание запасов полезных ископаемых в современных условиях возможно, как за счет поисков и разведки месторождений полезных ископаемых, залегающих в сложных геолого-географических условиях, так и за счет комплексного изучения месторождений и подсчета запасов попутных полезных ископаемых и компонентов.

Большой интерес представляют попутные полезные ископаемые, залегающие в тяжелых углеводородах (тяжелые нефти, природные битумы), которые часто обогащены металлами-примесями, например, ванадием, никелем и титаном. С учетом того, что геологические запасы высоковязкой и тяжелой нефти в России огромны (6-7 млрд т), прогнозные запасы металлов-примесей так же велики.

В статье рассмотрен ряд проблемы, выявленных при отборе керна пологими и горизонтальными геологоразведочными скважинами, пробуренных из подземных горных выработок на Ярегском нефтетитановом месторождении. Анализ причин возникновения, разработка технических средств и технологических приемов для решения этих проблем, позволит повысить эффективность отбора керна не только на Ярегском нефтетитановом месторождении, но и при разведке комплексных месторождений такого типа.

**Ключевые слова:** высоковязкие нефти, термошахтная разработка, буровые станки, горизонтальные скважины, снаряды со съемным керноприемником.

Основой благосостояния России является её минерально-сырьевая база, то есть запасы полезных ископаемых, выявленные в результате геологоразведочных работ. Наращивание запасов полезных ископаемых в современных условиях возможно, как за счет поисков и разведки месторождений полезных ископаемых, залегающих в сложных геолого-географических условиях, так и за счет комплексного изучения месторождений и подсчета запасов попутных полезных ископаемых и компонентов [4].

Большой интерес представляют попутные полезные ископаемые, залегающие в тяжелых углеводородах (тяжелые нефти, природные битумы). Геологические запасы высоковязкой и тяжелой нефти в России огромны, они достигают 6-7 млрд т [2]. Тяжелые нефти часто обогащены металлами-примесями, например, ванадием, никелем и титаном. Соответственно, велики прогнозные запасы этих полезных ископаемых.

Классическим примером комплексного месторождения минерального сырья, то есть месторождения, содержащего несколько типов пригодных для извлечения компонентов [3], является Ярегское нефтетитановое месторождение. Ярегское месторождение, приуроченное к Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, расположено в центральной части Республики Коми в 25 км к юго-западу от г. Ухты. Кроме крупнейших запасов высоковязкой нефти (балансовые запасы оцениваются в 131,8 млн тонн), Ярегское месторождение содержит ориентировочно половину запасов титановых руд в России [5].





Большие запасы высоковязкой нефти и высокое содержание титановых руд при небольшой глубине залегания продуктивных пластов (150-200 м) позволил разрабатывать месторождение термошахтным способом. Технология добычи высоковязкой нефти термошахтным способом предусматривает как проведение подземных горных выработок, так и бурение скважин, в том числе пологих и горизонтальных из подземных горных выработок. В соответствии с современной классификацией пологими считаются скважины, вскрывающие продуктивный пласт с зенитным углом более  $60^\circ$ , а горизонтальные – с зенитным углом более  $70^\circ$  [6]. За время эксплуатации на Ярегском месторождении было пробурено более 17000 м наклонно направленных и горизонтальных скважин [1] в очень сложных горно-геологических условиях. Продуктивные пласты трещинно-порового типа представлены кварцевыми песчаниками с прослойками аргиллитов и алевролитов, интенсивно и неравномерно разбитыми нарушениями и трещинами протяженностью от 10 м до 2 км. Эффективная пористость коллектора изменяется в широких пределах от 8 до 34%, в среднем составляя 26%, масса флюида в пробах составляет около 10%.

Получение представительного керна при бурении пологих и горизонтальных скважин в пористых трещиноватых породах осадочного комплекса является непростой задачей, требующей применения специальных колонковых наборов. Среди двойных колонковых наборов, предназначенных для получения планового выхода керна наиболее эффективными являются снаряды со съемными керноприемниками (ССК). Снаряды ССК, являясь двойным колонковым набором с невращающейся внутренней керноприемной трубой, позволяют не только сохранить керн, полученный в процессе бурения, но и значительно сократить затраты времени на спускоподъемные операции за счет извлечения керноприемной трубы без подъема колонны бурильных труб.

Опыт бурения пологих и горизонтальных разведочных скважин на Ярегском нефтетитановом месторождении позволил обнаружить ряд проблем, которые возникают при применении снарядов со съемными керноприемниками в сложных горно-геологических условиях, и наметить пути их преодоления.

Бурение разведочных скважин проводилось в уклонном блоке 2Т-2 Нефтешахты № 3. Скважины бурились, как восходящие с зенитными углами на забое до  $76,5^\circ$ , так и нисходящие с зенитными углами на забое до  $53,5^\circ$ . Объем бурения составил 4680 м, в том числе с отбором керна – 1200 м. Длина скважин колебалась в пределах от 100 до 350 метров. Плановый выход керна необходимо было обеспечить не менее 95%.

Для обеспечения планового выхода керна применялись снаряды со съемным керноприемником фирмы Boart Longyear. При отборе керна в состав компоновки ССК входили бурильные трубы HRQHP с колонковым набором Н для горизонтального бурения длиной 1,5 м. Для подъема внутренней колонковой трубы применялась лебедка ССК, специально изготовленная заводом бурового оборудования г. Оренбург. Раскрепление лебедки ССК осуществлялось двумя механическими стойками ВК 8, которые одним концом упирались в основание лебедки, а другим концом в кровлю. Доставка в корпус снаряда ССК съемного керноприемника и овершота осуществлялась гидравлическим способом подачей промывочной жидкости в колонну бурильных труб. Для этой цели овершот и съемный керноприемник снабжались манжетами.

При направленном бурении использовались трубы NRQHP с вмонтированным проводным каналом МЕССА, система направленного бурения DDMS, винтовой забойный двигатель с фиксированным углом перекоса корпуса и долотом PDC диаметром 96 мм.

Для бурения скважин применялась модульная буровая установка VLD 1000A производства австралийской компании «Valley Longwall Drilling Systems International Pty». Модули буровой установки приведены на рисунках 1 и 2.



*Рисунок 1. Модульный станок VLD 1000. Подающая каретка*



*Рисунок 2. Модульный станок VLD 1000.*

*Пульт управления, маслостанция, грязевый насос.*

При бурении пологих и горизонтальных скважин гладкоствольным снарядом ССК за счет фрезерования лежащей стенки ствола скважины боковой поверхностью породоразрушающего инструмента под действием собственного веса наблюдалось самопроизвольное искривление скважины в сторону уменьшения зенитного угла.

Для проведения скважины по проектной трассе интервалы отбора керна чередовались с интервалами направленного бурения. Интенсивность искривления скважины на участке направленного искривления принималась 1 градус на 6 метров.

Длина интервала отбора керна изменялась от 15 до 50 метров, а длина интервала направленного бурения в большинстве случаев составляла 16 метров.

Наличие сопряженных участков ствола скважины то с потерей величины зенитного угла при применении снарядов ССК, то с резким набором зенитного угла при направленном искривлении двигателем-отклонителем приводило к обрыву колонны бурительных труб или непрохождению съемного кернаприемника.



Другая проблема возникала из-за износа манжет на съемном керноприемнике. В результате периодической катастрофической потери промывочной жидкости в затрубном пространстве перепад давления на манжетах резко возрастал, что приводило к увеличению её диаметра и разрыву при прохождении через торец релизового переходника снаряда ССК. Изношенные манжеты показано на рисунке 3.



*Рисунок 3. Головная часть керноприемника. Манжеты (красного цвета) порваны.*

Для преодоления выявленных проблем необходимо:

- разработать методику гидравлических расчетов промывки пологих и горизонтальных скважин как при бурении, так и при спускоподъемных операциях при применении снарядов ССК в сложных горно-геологических условиях;
- разработать конструкцию и произвести расчет места установки опорно-центрирующих элементов на корпусе снаряда ССК, исключив тем самым необходимость дополнительных работ по направленному искривлению скважин.

### **Литература**

1. Коноплев Ю.П., Буслаев В.Ф., Ягубов З.Х., Цхадая Н.Д. Термошахтная разработка нефтяных месторождений. М.: Недра, 2006. С 174;
2. Макаревич В.Н., Искрицкая Н.И., Богословский С.А. Ресурсный материал тяжелых нефтей Российской Федерации: перспективы освоения. М.: Недра, 2008. С 115.
3. Методические рекомендации по комплексному изучению месторождений и подсчету запасов попутных полезных ископаемых и компонентов // Министерство природных ресурсов и экологии РФ от 03 апреля 2007 года №11-17/0044-пр.
4. Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года // Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 22 декабря 2018 г. № 2914-р.
5. Первушин Н.Г., Корюков В.Н., Миронов С.Е., Пегушин А.А., Сторожев М.В., Михеев П.С., Банщикова Н.А. О перспективном комплексном освоении Ярегского нефтетитанового месторождения. М.: ФГАОУ ВПО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина» г. Екатеринбург, 2012. С 4.
6. Повалихин А.С., Калинин А.Г., Бастриков С.Н., Солодкий К.М. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин // Под ред. д.т.н., проф. Калинина А.Г. М: Изд. ЦентрЛитНефтеГаз, 2011. С 647.



## КРИТЕРИЙ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ФИЛЬТРА ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ СКВАЖИН

*Швец В.В. (ООО НПП «РОСТОВСКАЯ БУРОВАЯ КОМПАНИЯ»,  
motorsila@yandex.ru),*

*Третьяк А.А (Южно-Российский государственный политехнический университет  
(НПИ) имени М.И. Платова, 13050465@mail.ru)*

**Аннотация:** рассмотрены вопросы выбора оптимальной длины фильтра, приведена формула расчета входной скорости входа воды в фильтр, приведена конструкция скважинного самоочищающегося фильтра.

**Ключевые слова:** выбор фильтра, оптимальная длина фильтра, скорость входа воды в фильтр, самоочищающийся фильтр.

Выбор оптимальной конструкции фильтра является главным моментом при написании проекта на бурение гидрогеологических скважин, как разведочных, так и эксплуатационных. От правильно подобранного фильтра зависят, в конечном счете, удельный дебит и экономическая эффективность скважины. При проектировании скважин в соответствии с действующими нормативными документами предусматривается устройство водоприемной части фильтров с длиной, равной или меньшей мощности водоносного пласта. Если мощность пласта менее 10 м длина фильтров обычно принимается равной его мощности, а при большей мощности допускается устройство гидродинамически несовершенных скважин.

В то же время имеются предложения по подбору длины фильтра скважин, которые исходят из их двойного несовершенства или из закономерностей изменения гидравлических сопротивлений, полученных на основе решений внутренней задачи притока к скважине (с учетом сил инерции), интегрально включающих сопротивление на входе воды в фильтр и потери напора внутри него при переменном зональном расходе.

В первом случае оптимальная длина фильтра определяется графоаналитически, например, построением графиков зависимости показателей сопротивлений, обусловленных несовершенством по степени и характеру вскрытия пласта, от  $l/m$  ( $l$  – длина фильтра,  $m$  – мощность пласта) и выбирается при сопоставимых значениях этих сопротивлений.

Во втором случае оптимальная длина фильтра задается с использованием критерия  $l \leq 0,53D/\mu\eta$  ( $D$  – диаметр фильтра,  $\mu$  – коэффициент расхода,  $\eta$  – скважность). С гидравлической точки зрения увеличивать длину фильтра выше упомянутых значений нецелесообразно, так как при этом не удастся достичь приращения удельного дебита скважины. Очевидно, что стремление к установке фильтра длиной, равной мощности пласта (при ее большой величине), приводит к существенному удорожанию скважин.

Однако такой подход к проектированию скважин (преимущества его очевидны с точки зрения материальных и трудовых затрат) возможен только в однородных водоносных пластах. При наличии в разрезе высокопроницаемых прослоев (в едином водоносном пласте) главным становится возможность выявления этих зон с последующей установкой в них фильтров. Такой подход реализуется в Германии, где обязательным является строительство пилотных скважин или опробование пласта в



процессе бурения с целью выявления наиболее проницаемых зон и установки фильтров в части пласта с наиболее благоприятным зерновым составом водоносных пород.

В России предпочитают длинные фильтры, заведомо полагая, что вероятность каптажа высокопроницаемых зон возрастает. При этом допускается установка нескольких секций фильтров, часто в разнонапорных пластах. Такие решения абсурдны и весьма затрудняют эксплуатацию и ремонт скважин.

В настоящее время отсутствует нормативная база, позволяющая выбрать тип, конструкцию и длину фильтра. Что касается скважности фильтра, то необходимо отметить, в настоящее время опытным и расчетным путем установлена ее величина равная 21–25 %, то есть, увеличивая скважность добиться повышения удельного дебита гидрогеологической скважины невозможно. В мировой практике для обоснования длины и диаметра фильтра водозаборных скважин используется критерий допустимой скорости входа воды в фильтр  $V_{вх}$ , который влияет на степень кольматации фильтра и прифильтровой зоны и рекомендуется в пределах – 15–30 мм/с. Нами предложена формула для расчета скорости входа воды в фильтр:

$$V_{вх} = \frac{Q \cdot 10^9 \cdot \sin \alpha}{\pi R^2 \cdot 60 \cdot \delta \cdot n} \quad (1)$$

где  $Q$  – дебит скважины (10 м<sup>3</sup>/час или 0,17 м<sup>3</sup>/мин),  $R$  – радиус отверстия (10 мм),  $\alpha$  – угол сверления отверстий в каркасе фильтра, град;  $\delta$  – толщина стенки каркаса фильтра, мм,  $n$  – количество отверстий на 1 м фильтра,  $10^9$  – коэффициент перевода м<sup>3</sup> в мм<sup>3</sup>, 60 – коэффициент перевода мин в сек.

При заданных исходных значениях параметров величина входной скорости воды в фильтр составляет 22,6 мм/с. Метод проектирования скважины включает в себя последовательно: гранулометрический анализ образцов водовмещающих пород целевого горизонта, определение интервала установки фильтра, подбор типа фильтрующего элемента, определение размера проходных отверстий, определение диаметра фильтра.

Уменьшить степень кольматации фильтров возможно за счет применения физического воздействия на него. Наиболее эффективным и доступным является магнитный способ воздействия на фильтр.

Сущность метода магнитной обработки состоит в том, что при пересечении водой магнитных силовых линий катионы солей жесткости выделяется не на поверхности фильтра, а в массе раствора.

Устранить отложения кольматанта, повысить удельный дебит скважин и интенсифицировать процесс отбора воды через фильтр гидрогеологических скважин возможно за счет новых конструкций фильтра.

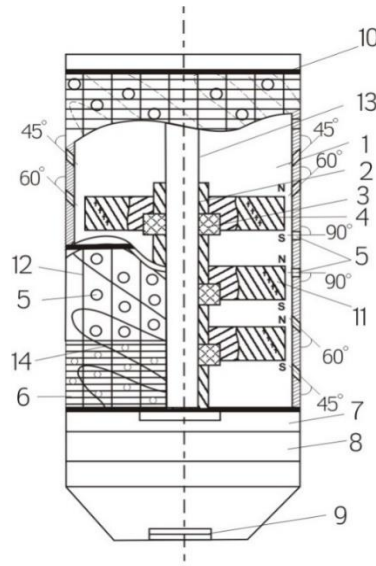
Нами разработаны конструкции самоочищающихся фильтров гидрогеологических скважин (патент № 2681773, № 2685514). Задачей разработки таких фильтров является создание скважинного фильтра с самоочисткой, простого в эксплуатации, не связанного с источником электропитания и имеющего максимальный удельный дебит. Технический результат – повышение качества фильтрации механических примесей, а также предотвращение закупорки фильтрующих элементов при исключении кольматации в процессе эксплуатации.

Достигается поставленная задача за счет того, что самоочищающийся скважинный фильтр, включающий выполненные из немагнитного материала каркас с отверстиями и кольцевыми постоянными магнитами, установленными на расстоянии друг от друга, фильтровую рубашку в виде автономных секций с обмоткой, прокладочными элементами в виде опорных стержней и соединительных элементов, обмотка фильтровой рубашки каркаса образована внутренним и внешним слоями в виде немагнитного капронового шнура трапецеидального или волнового профиля,



внутренний слой обмотки образован витками, расположенными на расстоянии друг от друга, внешний слой обмотки образован витками плотно расположенными друг к другу или в виде синтетической тканевой сетки, соединительные элементы выполнены в виде верхнего и нижнего переводника, причем верхний переводник выполнен как лево-правый, в нижней части фильтра расположен отстойник, соединенный с нижним переводником и промывочным клапаном, расстояние между кольцевыми постоянными магнитами определяют в зависимости от коэрцитивной силы и напряженности магнитного поля, а витки немагнитного капронового шнура внутреннего слоя обмотки уложенного на каркас меньшим основанием трапецевидного профиля, фильтр дополнительно снабжён несущим немагнитным стержнем, расположенным внутри и соосно с перфорированным каркасом, на несущем немагнитном стержне размещены кольцевые постоянные магниты, между которыми расположены втулки из немагнитного материала.

Вышеописанные фильтры имеют недостатки. Расположенные внутри постоянные магниты способствуют омагничиванию, но качество омагничивания не очень высокое. Нами предложен скважинный самоочищающийся фильтр с вращающимися постоянными магнитами. На рис. 1 представлен общий вид самоочищающегося фильтра.



**Рисунок 1.** Скважинный самоочищающийся фильтр:

- 1 – самоочищающийся скважинный фильтр; 2 – распорная втулка; 3 – опора скольжения типа «Маслянит»; 4 – кольцевые постоянные магниты; 5 – отверстия каркаса; 6 – обмотка фильтра; 7 – нижний переводник; 8 – отстойник; 9 – промывочный клапан; 10 – верхний переводник; 11 – наклонные ребра вращающихся магнитов; 12 – опорные стержни; 13 – несущий немагнитный стержень; 14 – внутренний слой капронового шнура

Кольцевые постоянные магниты выполнены вращающимися с наклонными ребрами, отверстия каркаса выполнены под углом, ось симметрии отверстий образует угол с осью вертикально установленного фильтра изменяющийся от 45° до 90° в нижней части и зеркально от 90° до 45° в верхней части фильтра. На предлагаемую конструкцию фильтра получен патент (RU № 2681773).



### **Литература**

1. Третьяк А.А., Швец В.В. Самоочищающийся скважинный фильтр. Разведка и охрана недр. – Москва, № 8, 2018.
2. Третьяк А.А., Литкевич Ю.Ф., Швец В.В. Скважинный самоочищающийся фильтр. Патент №2681773, заяв.13.04.2018, опубл.12.03.2019. Бюл.№8. – 10 с.
3. Третьяк А.А., Швец В.В. Оценка состояния эксплуатационных гидрогеологических скважин // Разведка и охрана недр. – № 12. – 2018, С. 30–33.
4. Третьяк А.А., Швец В.В. Скважинный фильтр новой конструкции / Международная научно-практическая конференция «Строительство и ремонт скважин» 24–29.09.2018, Сочи. – С. 122–126.
5. Третьяк А.А., Швец В.В. Фильтр для скважин // Нефть, газ, новации, № 11, 2018. С. 78–83.
6. Третьяк А.А., Швец В.В. Фильтр новой конструкции // III Международная научно-практическая конференция «Бурение скважин в осложненных условиях», Санкт-Петербургский горный университет, 8–9 ноября 2018. – С. 123–125.
7. Третьяк А.А., Савенок О.В., Кусов Г.В., Швец В.В. Скважинные фильтры (монография). – Новочеркасск: Изд-во «Лик», 2019. – 220 с.



## ИССЛЕДОВАНИЕ ВИБРАЦИЙ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН ДОЛОТАМИ, АРМИРОВАННЫМИ ПЛАСТИНАМИ PDC

*Борисов К.А. (Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова, e-mail: 13020165@mail.ru),  
Третьяк А.А. (Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова, e-mail: 13050465@mail.ru)*

**Аннотация:** в настоящее время для сооружения скважин различного назначения наиболее эффективным инструментом являются долота, армированные пластинами PDC (polycrystalline diamond cutters). Анализ состояния отработанных буровых долот армированные пластинами PDC показывает, что долота данного типа отработывают свой ресурс не полностью, по причине преждевременного выхода из строя режущих элементов PDC, что в значительной степени снижает технико-экономические показатели бурения.

**Ключевые слова:** поломки PDC, крутильные колебания, энергия неупругого удара, разведка полезных ископаемых, скол по передней грани, скол по задней грани, отработанные буровые долота.

Бурение скважин на нефть и газ в комплексе работ при геологоразведке выходит на первое место как по стоимости работ, так и по качеству и количеству геологической информации, получаемой в ходе их проведения. Эффективность процесса бурения скважин, особенно в твердых породах, в значительной степени определяется эксплуатационными показателями породоразрушающего инструмента.

В настоящее время наиболее эффективными являются долота, армированные PDC, которые при бурении по породам до IX категории по буримости обеспечивают увеличение проходки в 1,5 – 2 раза по сравнению с шарошечными долотами в одинаковых геолого-технологических условиях.

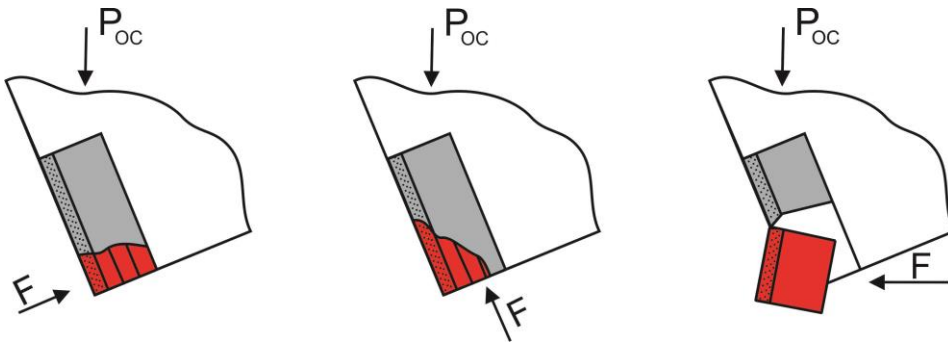
Наработка буровых долот, армированных PDC, зависит от износа и поломок режущих элементов. На каждом из отработанных долот количество изношенных и поломанных режущих элементов примерно одинаково. Анализ состояния отработанных долот показывает, что поломки PDC имеют преимущественно два вида: а – сколы от действия сил со стороны передней грани, б – сколы от действия сил со стороны задней грани, так же встречаются отрывы пластин. На рис. 1 показаны основные виды поломок. Размеры сколов можно характеризовать площадью поверхности сколов  $S_{ск}$ , мм<sup>2</sup>.

Анализ имеющихся экспериментальных данных, полученных в лабораторных условиях и на отработанных долотах показал, что все многообразие поломок можно разделить на группы в зависимости от их размеров и площади скола ( $S_{ск}$ ). 1 группа – мелкие сколы; 2 группа – средние сколы; 3 группа – крупные сколы.

Площади сколов  $\sum S$  можно рассматривать как образование дополнительных площадок затупления, определяющих удельную нагрузку на режущих кромках PDC.

Прочностные характеристики режущих элементов значительно превышают прочностные характеристики буримых пород. Так, у твердосплавной основы PDC твердость 96-91 HRA, прочность на изгиб – до 1800 МПа, а у алмазного слоя предел прочности при сжатии – 2000 МПа. Следовательно, поломки могут происходить только от действия ударных нагрузок.





**Рисунок 1.** Основные виды поломок пластин PDC (слева направо): сколы от действия сил со стороны передней грани; сколы от действия сил со стороны задней грани; отрыв пластины.

Изменения по величине сил резания и крутящего момента на долоте приводит к возникновению крутильных колебаний на буровой колонне. Исследованиями, проводимыми при бурении скважин глубиной 1800 м бурильной колонной из труб  $\varnothing$  127 мм долотом БИТ2  $\varnothing$  214 мм при крутящем моменте на долоте 9кН·м и частоте вращения, равной 120 об/мин, установили, что буровая колонна закручивается на 5,6 оборота, а при уменьшении крутящего момента – до 6 кН·м раскручивается на два оборота. Такое изменение углов закручивания бурильной колонны запускает процесс крутильных автоколебаний. Их период  $T$ , определяемый по формуле 1, составит 3 секунды, а число колебаний  $\nu$ , определяемое по формуле 2, будет равно 20 колеб/мин.

$$T = \frac{4l}{\lambda}, \text{ сек.} \quad (1)$$

$$\nu = \frac{15\lambda}{l}, \text{ колеб/мин} \quad (2)$$

где  $l=1800$  м – длина бурильной колонны;  $\lambda= 2465$ м/с – скорость распространения крутильных возмущений.

Это значит, что каждые 3 секунды на долото будет воздействовать один ударный импульс от автоколебаний. И хотя вероятность образования разрушающего удара на PDC не высока (менее 20%),  $P \leq 0,2$ , анализ причин выхода из строя отработанных долот показывает, что число поломок и нормально изношенных PDC на долоте примерно одинаково.

Так при бурении скважины глубиной 1560 м по крепким породам VIII категории буримости с  $P_k = 960$  МПа долотом  $\varnothing 215,9$  мм и с лопастями, вооруженными 56 пластинами PDC, средняя скорость бурения составляла 10,5 м/час.

При этом на отработанных долотах более 15% режущих элементов имелись поломки различных видов. Это значит, что решение задачи по уменьшению крутильных колебаний, приводящих к возникновению поломок PDC, является актуальной.

Кроме того, крутильные колебания опасны еще и тем, что они порождают развитие сильных продольных колебаний [1-4]. Колебания этого рода вызывают поломки породоразрушающего инструмента от действия сил по задней грани.

Условием резонанса продольных автоколебаний, вызванных крутильными, будет равенство собственных частот крутильных ( $W_k$ ) и продольных ( $W_{\Pi}$ ) колебаний, т.е. должно соблюдаться условие:

$$W_k = W_{\Pi} \quad (3)$$

Для возникновения продольных автоколебаний, возникающих в результате крутильных, необходима строгая синхронизация собственных крутильных и



продольных частот породоразрушающего инструмента, то есть частота продольных резонансных колебаний  $\nu_{рез}$  равна продольной круговой частоте  $W_{к.рез}$ , поделенной на  $2\pi$ . В результате этого получаем:

$$\nu_{рез} = \frac{W_{к.рез}}{\lambda\pi} = \frac{1}{2\pi} \times \frac{k\lambda\pi}{2l_{рез}} \quad (4)$$

где  $\nu_{рез}$  – частота продольных резонансных колебаний;  $l_{рез}$  – резонансная длина колонны;  $k = 1, 2, 3$  – числа натурального ряда.

Продольные автоколебания могут начинаться только лишь с некоторой определенной глубины скважины. Причем частота продольных автоколебаний  $\nu_{рез}$ , начиная от максимального значения при глубине примерно 40 м, убывает до минимального – 25 Гц с увеличением длины буровой колонны  $l_{рез}$ .

В моменты наступления равенства частот крутильных и продольных колебаний возникают предпосылки для их совместного воздействия на заднюю поверхность режущих пластин PDC, приводящих к образованию сколов по задней грани.

Анализ имеющихся экспериментальных данных на обработанных долотах показал, что все многообразие поломок можно разделить на группы в зависимости от их размеров и площади скола  $S_{ск}$ , мм<sup>2</sup>.

1 группа – мелкие сколы, где  $S_{м.ск} \approx 9 - 18$  мм<sup>2</sup>. К этой группе относятся около 60% всех поломок (58-60%).

2 группа – средние сколы,  $S_{ср.ск} \approx 19 - 30$  мм<sup>2</sup>. В этой группе находятся около 30% поломок (27-30%).

3 группа – крупные сколы,  $S_{кр.ск} \approx 31 - 42$  мм<sup>2</sup>. К ним относятся примерно 10% поломок (10-12%).

На рис. 2 показана схема разделения сколов по группам.

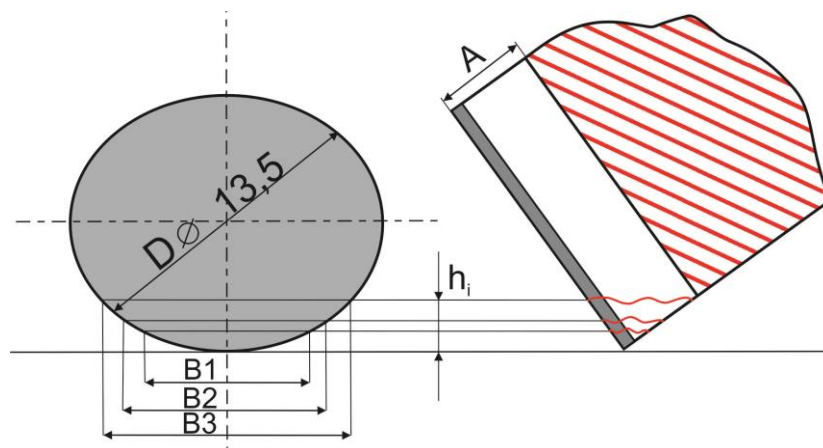


Рисунок 2. Схема разделения сколов по группам

При бурении скважин со сложным чередованием песчаников, алевролитов, с глинистыми прослоями, при переходах от крепких пород к мягким происходит резкое увеличение толщины срезаемого слоя и увеличение нагрузки, действующей на переднюю грань PDC (способную вызвать крутильные и продольные колебания в буровой колонне).

Преимущественное влияние крутильных и продольных колебания на образование сколов PDC по передней и задней грани подсказывает направление и поиск мероприятий по предупреждению поломок.

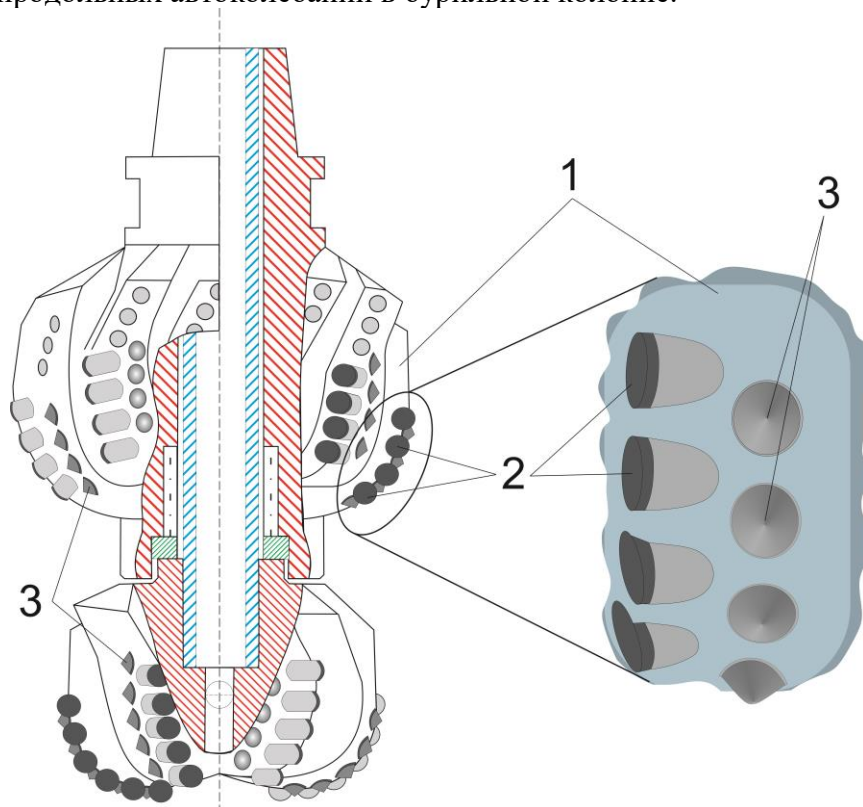
Для предупреждения возникновения крутильных колебаний необходимо буровую колонну разгрузить от крутящего момента, передаваемого от ротора или



ВЗД на буровое долото и оснастить режущие лопасти пластинами PDC с выпуклой передней гранью, способными ограничивать глубину внедрения резцов и гасить продольные колебания.

Для предупреждения резкого внедрения долота в породу целесообразно оснащать лопасти долота пластинами PDC с выпуклой передней гранью.

На рис.3 показан общий вид долота, разработанного по результатам выполненных исследований, получен патент №2695726 на «Стабилизирующее двухъярусное долото режуще-скалывающего типа» предупреждающее возникновение крутильных и продольных автоколебаний в бурильной колонне.



**Рисунок. 3** Общий вид долота и армированной пластинами PDC лопасти:  
1 – лопасть, 2 – PDC с плоской передней гранью; 3 – PDC с выпуклой передней гранью.

### Литература

1. Третьяк А.А., Литкевич Ю.Ф., Гроссу А.Н., Борисов К.А. Лабораторные исследования поломок режущих элементов буровых долот, армированных алмазно-твердосплавными пластинами // Деловой журнал Neftgaz.ru. – 2018. – № 7. – С. 50–54.
2. Третьяк А.Я., Кузнецова А.В., Борисов К.А. Определение поломок резцов PDC с помощью регрессионного и нейросетевого моделирования. // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 5. С. 169–177.
3. Нескоромных В.В., Пушмин П.С. Методика оптимальных параметров режима и условий бурения скважин // Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле РАН – 2011. – №1 (38). – С. 151–157.
4. Соловьев Н.В., Бейкель В.А. Состояние и пути повышения эффективности техники и технологии бурения скважин при выполнении геологоразведочных работ // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 2013. – №1. – С.50–56.



***БУРЕНИЕ ВНЕ ЗЕМЛИ***

*Караваев Н. А. \* (МГРИ, nikitakaravaev98@gmail.com)*

*Закиров Р. Р. \* (МГРИ, roniss333@mail.ru)*

*Тунгусов А. А. \* (МГРИ, aa\_tungusov@mail.ru)*

*Тунгусов С. А. \* (МГРИ, tungusov\_sa@mail.ru)*

**Аннотация**

В докладе рассматривается технология традиционного и современных способов бурения в космосе, а также краткая история бурения вне Земли.

**Ключевые слова:** реголит, керн, породоразрушающий инструмент, пенетрометр.

Во второй половине XX в. человечество ступило на порог Вселенной - вышло в космическое пространство. С того времени и по наши дни основной целью полётов в космос являются научные исследования. Учёные из разных сфер заинтересованы в изучении космического пространства. Биологи стараются обнаружить различные формы внеземной жизни, географы заинтересованы в изучении инопланетных ландшафтов. Главные вопросы – это происхождение планет, спутников, астероидов, их связь с Землей, относительный и абсолютный возраст, наличие водоносных горизонтов и органических форм жизни.

Ответы на все эти вопросы может дать детальное изучение внеземного грунта, а именно отбор проб и их дальнейшая транспортировка на Землю. В связи с некоторыми особенностями строения космических тел, и суровых условий космического пространства получить данную информацию без помощи современных технологий, а именно технологий бурения, становится невозможным.



## **ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПУТЕМ ПОВЫШЕНИЯ НАПОРНОСТИ СТУПЕНИ ПОГРУЖНОГО НАСОСА**

*Куриленко А.А. (МГРИ, [anya-mavryna@mail.ru](mailto:anya-mavryna@mail.ru)),*

*Доцент, к.т.н. Оливетский И.Н (МГРИ, [filimona2007@mail.ru](mailto:filimona2007@mail.ru))*

### **Аннотация**

Объектом исследования является установка электроцентробежных насосов.

Проанализировав историю разработки электроцентробежных насосов и необходимости дополнительной модернизации в конструкции открытого рабочего колеса. Проанализировать причины отказов погружных установок электроцентробежных насосов при добыче нефти. Выбрать наиболее оптимальную модернизацию рабочего колеса, которая повысит эффективность добычи нефти.

### **Ключевые слова**

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса

В настоящее время нефтедобыча очень развита. Однако дальнейшая эксплуатация скважин возможна лишь при модернизации процесса добычи нефти, из-за ухудшения эксплуатационных условий. На многих нефтедобывающих месторождениях мира нефть добывают насосным способом, так как он является одним из актуальных и перспективных методов.

Основным элементом нефтедобывающих установок является погружной центробежный насос, который представляет собой многоступенчатый механизм (рабочее колесо, направляющий аппарат). Большой проблемой при работе с погружными насосами в скважинах является их высокая стоимость и сложность в обслуживании (насос нужно вынимать из скважины). Факторов влияющих на работу электроцентробежных насосов очень много, начиная от конструкции скважины, до процессов, проходящих в самом пласте. Все они приводят к резкому снижению эффективности работы. Поэтому становятся актуальными разработки по повышению показателей работы насоса. Все факторы, которые влияют на работу насосов можно разделить на группы. Геологический фактор – это газ, вода, отложение солей и парафина, наличие мех примесей в добываемой из пласта жидкости. И фактор, обусловленный конструкцией скважины или самим насосом. К нему относится диаметр эксплуатационных колонн, кривизна скважин, нарушение центрирования оси вращения вала двигателя, плохое состояние подшипников УЭЦН. В зависимости от того, какое воздействие они производят на техника– экономические параметры эксплуатации скважин, каждая группа в свою очередь делится на факторы с положительным и с отрицательным действием. С момента создания, электроцентробежные насосы не



претерпели каких – либо значительных изменений. Изменению подвергались лишь отдельные части насоса, которые чаще других вызывают неполадки.

Для повышения эффективности добычи нефти установками электроцентробежных насосов нужно выбрать наиболее оптимальную модернизацию рабочего колеса, являющимся основным конструктивным элементом насосного оборудования.

### **Литература**

1. Погружные центробежные электронасосы для добычи нефти: учебное пособие / Богданов А.А. – М. Недра, 1968. – 230 с.



## **К ВОПРОСУ УМЕНЬШЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ТРЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН**

**Мешков С.В. (Южно-Российский государственный политехнический университет  
(НПИ) имени М.И.Платова, 13050465@mail.ru)**

**Третьяк А.А.(Южно-Российский государственный политехнический университет  
(НПИ) имени М.И. Платова, 13050465@mail.ru)**

**Сидорова Е.В. (Южно-Российский государственный политехнический  
университет (НПИ) имени М.И. Платова, 13050465@mail.ru)**

**Аннотация:** рассмотрены вопросы трения бурового инструмента и горной породы при вращательном бурении скважин, сформулировано понятие о коэффициенте трения, показаны схемы волновых процессов, возникающих в бурильной колонне при различных характерах сил сопротивления вращению, приведены параметры и свойства нового бурового раствора, снижающего коэффициент трения.

**Ключевые слова:** коэффициент трения, буровой став, горная порода, волновые процессы, смазывающая способность жидкости.

Одной из важнейших проблем при бурении скважин является снижение потерь энергии на трение – сопротивление относительно перемещению бурового става совместно с породоразрушающим инструментом. Поэтому снижение коэффициента трения бурового става и инструмента при взаимодействии с породой будет способствовать, в первую очередь, повышению механической скорости бурения и уменьшению вибрации и износа бурового инструмента. Решение указанных проблем невозможно без изучения теоретических аспектов природы трения, а также связанных с ними явлений: изнашивания породоразрушающих резцов и инструмента, тепловыделения, поведения смазочного слоя в зоне трения, трансформации структуры поверхностных слоев и др.

Научные исследования по трибологии впервые были выполнены Леонардо да Винчи (1452-1519гг.). Он провел эксперименты и впервые сформулировал понятие о коэффициенте трения в следующем виде:

$F = f N$ , где  $N$  – давление тела на плоскость;  $f$  – коэффициент трения,  $F$  – сила сопротивления скольжения.

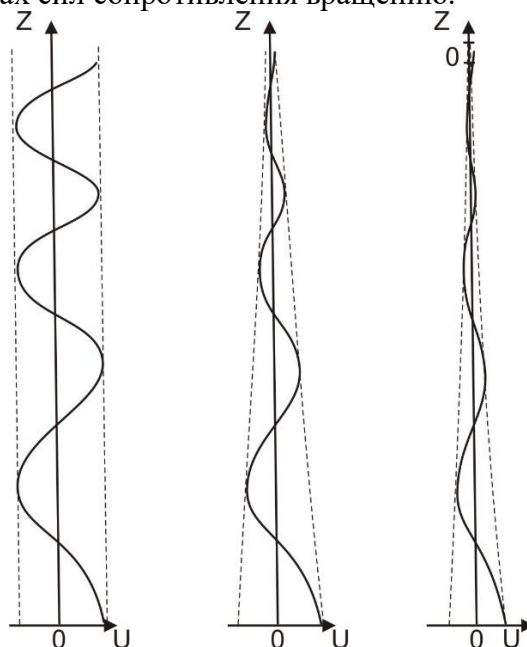
Известно, что уменьшение коэффициента трения бурового инструмента при вращательном бурении скважин достигается за счет применения раствора с высокой смазывающей способностью.

Сотрудниками кафедры «Нефтегазовая техника и технологии» Южно-Российского государственного политехнического университета разработан буровой раствор с высокой смазывающей и ингибирующей способностью. В настоящее время получен патент № 2582197 на изобретение – «Буровой раствор». Разработка раствора с такими свойствами была вызвана тем, что в последнее время глубины скважин увеличиваются, а геологический разрез сооружаемых скважин усложняется, проявляется способность горных пород к пучению, водопоглощению, обвалам, кавернообразованиям. В этой связи, предлагаемый нами буровой раствор способствует уменьшению коэффициента трения буровой колонны о стенки скважины и вибрации, а также укреплению стенок скважины. Состав и параметры бурового раствора с высокой смазывающей и ингибирующей способностью приведен в табл. 1.



№ п/п	Состав раствора	Состав раствора, мас. %	Параметры	
1	Мраморная крошка (структурообразователь)	5,0-10,0	Фильтрация раствора	0 см <sup>3</sup> /за 30 мин
2	Полианионная целлюлоза	5-10	Липкость корки	0
3	Сульфанол	2-5	Коэффициент трения	> 0,5 мм
4	Хлористый калий	2-5	Отношение масло/вода	80/20 %
5	Метилсиликонат калия (CH <sub>2</sub> SiO <sub>2</sub> K)	1-4	Плотность раствора	1,1÷1,2 г/см <sup>3</sup>
6	Ацетат калия (CH <sub>3</sub> COOK)	1,5-4	Условная вязкость	35-40 сек
7	Бишофит (MgCl <sub>2</sub> ·6H <sub>2</sub> O)	2-5	Пластическая вязкость	20-40 мПа·с
8	Феррохромлигносульфонат	1-5	СНС 1/10	15-20/20-30 дПа
9	ГКЖ-11	2-5	Содержание песка	0,5 %
10	Барит	0,5-5	Содержание Ca <sup>++</sup>	< 16000 мг/л
11	Пенегаситель	0,5-1	Содержание Cl <sup>-</sup>	< 30000 мг/л
12	Жидкая фаза – масло/вода	55/45-80/20		

При вращении буровой колонны в скважине происходит жидкостное трение, которое способствует уменьшению поперечных, крутильных и продольных колебаний. На рисунке 1 показаны схемы волновых процессов, возникающих в буровой колонне при различных характерах сил сопротивления вращению.



**Рисунок 1.** Схемы волновых процессов, возникающих в буровой колонне при различных характерах сил сопротивления вращению

Дальнейшее повышение угловой скорости вращения буровой колонны ведет к увеличению градиента скорости перемещения смазывающей жидкости в слое по его толщине. Это способствует увеличению сопротивления слоев относительно сдвигу,





то есть повышению внутреннего трения в жидкости и, как следствие, росту коэффициента трения. При высоких скоростях вращения буровой колонны гидродинамическое давление в смазочном слое становится достаточным для соосного расположения буровой колонны и ствола скважины.

При низкой вязкости смазывающей жидкости толщина смазывающего слоя недостаточна для полного разделения трущихся буровой колонны и горных пород, реализуется режим граничной смазки и коэффициент трения принимает высокие значения. С повышением вязкости промывочной жидкости в зону трения втягивается ее больший объем, толщина смазочного слоя возрастает, наблюдается переход к жидкостному трению и падение коэффициента трения. Для высоковязких жидкостей увеличение вязкости ведет к росту внутреннего трения, которое при гидродинамической смазке играет главную роль и способствует росту коэффициента трения.

При больших давлениях на буровую колонну условия для жидкостного трения неблагоприятны, а при малых нагрузках толщина масляного слоя становится выше оптимальной и ее дальнейшее увеличение сопровождается ростом коэффициента трения.

В соответствии с выше изложенным, наиболее важными эксплуатационными факторами, определяющими условия формирования смазочного слоя и, как результат, условия трения буровой колонны и горной породы, являются давление (внешняя нагрузка), вязкость промывочной жидкости и скорость относительного перемещения поверхностей трения.

#### **Литература**

1. Боуден Ф., Тэйбор Д. Трение и смазка твердых тел. М.: Машиностроение, 1968. – 543 с.
2. Виноградов В.Н., Сорокин Г.М. Механическое изнашивание сталей и сплавов. М.: Недра, 1996. – 256 с.
3. Гаркунов Д.Н. Триботехника. М.: Машиностроение, 1977. – 336 с.
4. Боуден Ф.Ф., Тэйбор Д. Трение и смазка. М.: Машгиз, 1960, 151 с.
5. Матвеевский Р.М., Буяновский И.А., Лазовская О.В. Противозадирная стойкость смазочных сред при трении в режиме граничной смазки. М.: Наука, 1978, 192 с.
6. Основы трибологии / под ред. А.В.Чичинадзе. М.: Машиностроение, 2001, 664 с.



## **НАНОСТРУКТУРИРОВАННЫЙ БУРОВОЙ РАСТВОР ДЛЯ БОРЬБЫ С ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫМИ ПРИХВАТАМИ**

*Мешков С.В. (Южно-Российский государственный политехнический университет  
(НПИ) имени М.И.Платова, 13050465@mail.ru)*

*Третьяк А.А. (Южно-Российский государственный политехнический университет  
(НПИ) имени М.И.Платова, 13050465@mail.ru)*

*Онофриенко С.А. (Южно-Российский государственный политехнический  
университет (НПИ) имени М.И.Платова, 13050465@mail.ru)*

**Аннотация:** разработан наноструктурированный, высокоингибированный буровой раствор для борьбы с дифференциальными прихватами с высокой степенью коллоидальности для бурения скважин в осложненных условиях. Состав раствора: мраморная крошка, полианионная целлюлоза, бишофит, хлористый калий, ГКЖ-11, сульфенол, метилсиликонат калия, ацетат калия, феррохромлигносульфонат, пеногаситель, барит, отходы растительного масла, воду, алюминат калия и нанодисперсная медь.

**Ключевые слова:** наноструктурированный, высокоингибированный буровой раствор, химреагенты, синергетический эффект, неустойчивые глины, скважина, дифференциальный прихват.

Обеспечение устойчивости глинистых горных пород в процессе бурения является одной из основных проблем при проводке скважин. Это обусловлено тем, что геологический разрез нефтяных и газовых месторождений мира примерно на 75% представлен глинистыми отложениями, а около 70% технологических осложнений при строительстве скважин связано с их неустойчивым состоянием в процессе бурения. Практический опыт проводки скважин показывает, что существующие недостатки в методах оценки состояния и состава глинистых горных пород не позволяют эффективно управлять свойствами буровых растворов при строительстве скважин. Что в итоге приводит к снижению технико-экономических показателей бурения и качества строительства скважин.

Поэтому разработка рационального метода выбора бурового раствора при проводке скважин в глинистых отложениях и использования инженерно-геологических параметров для описания глинистых горных пород, является актуальной научно-технической задачей, требующей своего решения.

Дифференциальный прихват является аварийной ситуацией при строительстве скважин, поэтому существует множество инструкций по предупреждению и борьбе с прихватами, и технических приспособлений для решения данной проблемы, например, гидравлические и механические ясы. Тем не менее, прихваты случаются, а значит, необходимо разработать универсальный экспресс-метод их ликвидации.

Сотрудниками кафедры «Нефтегазовая техника и технологии» ЮРГПУ(НПИ) предложен наноструктурированный, высокоингибированный буровой раствор (патент № 2708849), с высокой степенью щелочности, предназначенный для бурения нефтяных и газовых скважин в осложненных условиях. Буровой раствор обладает высочайшими ингибирующими, фильтрационными, коркообразующими, смазывающими, антиприхватными свойствами и обеспечивает установление осмотического равновесия,



а также создает условия, когда осмос направлен из пласта в скважину. При этом водоотдача его близка к  $0 \text{ см}^3$  за 30 минут, а коэффициент трения не более 0,1.

Наноструктурированный буровой раствор для бурения скважин, включает мраморную крошку, полианионную целлюлозу, бишофит, хлористый калий, ГКЖ-11, сульфенол, метилсиликонат калия, ацетат калия, феррохромлигносульфонат, пеногаситель, барит, отходы растительного масла, воду, алюминат калия и нанодисперсную медь при следующем соотношении компонентов, масс. %: мраморная крошка – 5-10, полианионная целлюлоза – 5-10, сульфенол – 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.

Предложенный наноструктурированный буровой раствор с высокими антиприхватными, ингибирующими, фильтрационными и смазывающими свойствами имеет параметры: фильтрация раствора –  $0,5-0 \text{ см}^3$ /за 30 минут, липкость корки равна 0,1, коэффициент трения меньше 0,1, толщина корки меньше 0,5 мм, отношение масло/вода в % составляет 80/20, плотность раствора от 1,1 до  $1,25 \text{ г/см}^3$ , условная вязкость по СПВ-5 – 35-40 секунд, пластическая вязкость – 20-40 мПа·С, СНС 1/10 минут – 15-20/20-30 дПа, содержание песка меньше 0,5 %, содержание  $\text{Ca}^{++}$  больше 16000 мг/л, содержание  $\text{Cl}$  больше 30000 мг/л, содержание  $\text{K}^+$  больше 18000 мг/л.

Новизна предлагаемого состава бурового раствора заключается в том, что предлагаемый раствор будет решать задачу проводки нефтяных и газовых скважин, то есть выполнять свою многофункциональность – укреплять стенки скважин, давать высокие показатели на фильтрации и смазывающей способности, препятствовать возникновению дифференциальных прихватов.

Технический результат – улучшение крепящих, смазочных и противоприхватных свойств бурового раствора на углеводородной основе при одновременном улучшении коэффициента восстановления первоначальной проницаемости продуктивного пласта, путем повышения ингибирующей и гидрофобизирующей способности фильтрата раствора и как результат – отсутствие образования желобов и дифференциальных прихватов в стволе скважины, повышение устойчивости ствола наклонно-направленных и вертикальных скважин.

Улучшение ингибирующего качества раствора, возможно за счет повышения его крепящего действия. В механизме синергетического эффекта подтверждена составляющая доля действия каждого реагента. Достигается это за счет введения реагентов-ингибиторов набухания глин:

Выявлены зависимости пластической вязкости, динамического напряжения сдвига и фильтрации раствора от концентрации в нем применяемых ингибирующих реагентов: бишофит,  $\text{KCl}$ , ацетат калия, ГКЖ-11, метилсиликонат калия, ФХЛС, алюминат калия. В качестве растительных масел могут использоваться отходы, получаемые при изготовлении соевого, подсолнечного, хлопкового, кукурузного, рапсового и других масел.

Сульфенол выполняет функцию эмульгатора, который представляет собой синтетическое ПАВ, анионактивного типа в виде порошка, хорошо растворимое в воде, образующее прочную эмульсию. Мраморная крошка является структурообразователем. Полианионная целлюлоза (ПАЦ 85/700) является регулятором фильтрации. В качестве пеногасителя чаще всего используется пента 465. Барит, как утяжелитель, применяется в количестве от 0,5 % до 5,0 %.

Нанодисперсная медь имеет размер частиц – 40-80 нм, плотность –  $5 \text{ г/см}^3$  и выполняет в буровом растворе роль антифрикционной противозносной добавки и сов-



местно с синергетически подобранными в растворе химреагентами решает совместную задачу – уменьшение дифференциальных прихватов.

Молекулы меди адсорбируются на поверхности, пластифицируют стенки скважины по всему стволу, обеспечивая низкое сопротивление сдвигу при нахождении наночастиц между буровой колонной и стенками скважины. Поэтому, чем меньше размер частиц нанодисперсной меди, тем больше снижается коэффициент трения и интенсивность изнашивания.

Наночастицы обладают собственным электрическим зарядом, который приобретают в процессе трения буровой колонны о стенки скважины. Под действием электрического поля наночастиц меди вокруг нее формируются оболочки из поляризованных и упорядоченно расположенных молекул диэлектрической компоненты смазочного материала (сульфонол и растительное масло). Толщина этой оболочки может достигать размеров граничного слоя на поверхности трения сопрягаемых тел между бурильной колонной и крышкой корки ствола скважины. Это способствует их более полному разделению.

Наночастицы меди оказывают при этом в растворе микроабразивное действие на оксидные пленки. В итоге активированный пластическими деформациями и освобожденный от оксидов тончайший поверхностный слой корки становится катализатором трибохимических реакций и способствует образованию более прочной и утолщенной корки на стенках скважины. Утолщенная защитная корка не дает отфильтровываться жидкости из раствора в пласт, а это способствует уменьшению вероятности дифференциальных прихватов.

В лабораторных условиях было установлено, что присутствие нанодисперсных частиц меди в растворе с повышенной смазочной способностью увеличивает толщину корки до 1,5 мм, то есть более чем в три раза, при этом происходит ее упрочнение за счет химической модификации меди в составе химреагентов предлагаемого раствора.

Таким образом, введение в состав известного бурового раствора с высокой смазывающей способностью нанодисперсной меди и дополнительного ингибирующего химреагента алюмината калия будет способствовать уменьшению трения, липкости, прекращению фильтрации и жидкости через корки, повышению ингибирующей составляющей, и, как результат, резкое уменьшение дифференциальных прихватов в процессе бурения скважины.

Оценено реологическое поведение предлагаемого раствора и установлена совокупность его математических моделей с улучшенными структурно-реологическими, фильтрационными и фрикционными свойствами.

Промысловый опыт внедрения нового состава показал, что реологические показатели раствора способствуют улучшению состояния ствола скважины и эффективному выполнению гидравлической программы промывки скважины.

Предложен комплексный по свойствам, многокомпонентный, высокомолекулярный ингибирующий раствор, обладающий очень высокими смазывающими, фильтрационными, крепящими свойствами с качественными реологическими параметрами.

#### Выводы и рекомендации

1. Применение разработанного раствора позволяет успешно сооружать разведочные скважины на нефть и газ глубиной более 3000 метров с горизонтальным окончанием на участках, представленных неустойчивыми высокопластичными глинами и самодиспергирующимися сланцами.

2. Экспериментально подтвержден синергетический эффект действия компонентов раствора – комплекс реагентов работает лучше, чем каждый компонент в отдельности.



3. Предлагаемый состав нового раствора обладает высочайшей ингибирующей способностью, способствует замедлению процесса гидратации и набухания глинистых отложений.

4. Предложенное сочетание реагентов позволяет раствору успешно предупреждать, приостанавливать и подавлять деформационные процессы в околоствольном пространстве скважины, уменьшать кавернозность.

5. Предлагаемый раствор обладает улучшенными реологическими, смазывающими и антиприхватными свойствами при существенных энергосберегающих показателях и достаточном уровне экологической безопасности всех добавок. При этом уменьшается риск дифференциальных прихватов, улучшается реологический профиль скоростей промывочной жидкости в кольцевом пространстве и повышается стабильность системы. Все это способствует эффективному выполнению гидравлической программы промывки скважины.

6. Предложенный раствор не является идеальным для всех геологических условий бурения и требует доработки с целью улучшения его параметров для каждого отдельно взятого месторождения.

#### **Литература**

1. Способы борьбы с дифференциальными прихватами // Третьяк А.Я., Рыбальченко Ю.М., Лубянова С.И., Турунтаев Ю.Ю. // «Время колтюбинга» № 3 сентябрь 2016, С. 56–65.

2. Высокоингибированный буровой раствор МПК С09 К 8/20. Патент РФ на изобретение № 2303047 / А.Я. Третьяк, В.А. Мнацаканов, В.С. Зарецкий, С.А. Шаманов, П.А. Фролов, В.Ф. Чихоткин, Ю.М. Рыбальченко.

3. Третьяк А.Я. Рыбальченко Ю.М. Теоретические исследования по управлению буровым раствором в осложненных условиях. Изд-во Вузов Сев.-Кав. регион, технич. науки – 2006. № 7. – С. 56–61.

4. Буровой раствор и управление его реологическими свойствами при бурении скважин в осложненных условиях. Бурение и нефть № 7–8, 2007. – С. 58–160 / В.Ф. Чихоткин, А.Я. Третьяк, Ю.М. Рыбальченко, М.Л. Бурда.

5. Буровой раствор МПК С09 К 8/10. Патент РФ на изобретение №25 82197 Третьяк А.Я., Рыбальченко Ю.М., Швец В.В., Лубянова С.И., Турунтаев Ю.Ю., Борисов К.А.

6. 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.

7. Проблемы бурения скважин в неустойчивых глинистых отложениях на суше и шельфе // Третьяк А.Я., Рыбальченко Ю.М. // Neftegaz RU №1, 2018 г.



## ВОЗМОЖНОСТИ ДЗЗ НА ОСНОВЕ КОСМОСНИМКОВ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ ДЕФИЦИТА ПИТЬЕВОЙ ВОДЫ В ИНДИИ

*Дронова К.П. (МГРИ, Москва, Россия, Dronova.kat@mai.ru),*

*Ширали С.А. (DENOVA PARTNERS LP, London),*

*Наравас А.К., (МГРИ, Москва, Россия, Dronova.kat@mai.ru)*

### Аннотация

Индия – страна контрастов. Так, кратковременные дождливые муссоны сменяются длительными сухостоями с большим дефицитом воды для населения. По этой причине вадозные воды быстро заканчиваются. Только северные штаты более стабильны в отношении воды, хотя и столица НЬЮ-ДЕЛИ в последнее время также ощущает её дефицит. Работа выполнена по просьбе индийской стороны. Приведены предполагаемые резервы подземных вод в штате КАРНАТАКА, оцененные дистанционным зондированием Земли (ДЗЗ) [2, 3, 5], используя дистанционный поиск месторождений (ДПМ) [4].

**Ключевые слова:** подземная вода, тектонический разлом, штат КАРНАТАКА.

Подземные воды локализуются в коллекторах [1], в частности в открытых тектонических разломах типа отрыва. Нам известна изученность только общей тектоники на территории Индии [6, 7]. Для определения крупных тектонических разломов земной коры в штате воспользовались методом ДЗЗ при помощи ДПМ. Так, в ходе работы установлено, что Индостан в целом субмеридионально рассекает крупный линеамент, примерно по центральной части штата, идущий транзитом из штата ТАМИЛНАД и далее на север в штат МАХАРАШТРА, и который, в силу его большого размера и значения мы назвали «Великим». Он образовался при тектоническом расколе Индостанской платформы в результате правого сдвига Западного и Восточного блоков. Изучаемая территория, испытав серьезный сдвиг, образовала соответственно отходящие трещины оперения первого порядка. При этом, западная часть штата сдвинулась к югу, а восточная соответственно на север. Т.о., в результате крупных геодинамических процессов и образовалась сеть открытых разломов – коллекторов, которые стали ёмкостями для свободной воды, которая поднялась по линеаменту с больших глубин (4 – 5 км). По этой причине мы называем рассматриваемые воды не водозными, а глубинными, или ювенильными которые образовались в процессе конденсации водяных паров от флюидов мантии.

В результате построена гидрогеологическая схема штата КАРНАТАКА на основе космоснимка в масштабе 25 км в 1 см, что позволяет принципиально понять и разобраться в водном балансе подземных вод. Все параметры водных потоков получены методом ДПМ и, по опыту, имеют вероятность не ниже 80 %. Для характеристики водных параметров по площади штата определены 49 аналитических точек примерно через 50 км вдоль выделенных разломов первого порядка и их пересечений с «Великим».

Область питания (истока-начала) глубинной подземной воды рассматриваемой территории водных потоков расположилась по меридиональной оси штата, что оказалось очень удобно. В целом водное поле представлено крупными водонесущими



разломами первого порядка, простирающиеся линейно с Запада на Восток Индостана, имеющие северо-восточное склонение. Разломы более низких порядков, отходящие от разломов первого порядка, образуют обводнённую разветвлённую сеть по всей территории штата, но роль её в нашем балансе воды меньшая.

Для краткости приводим количественную и качественную оценку истоков-начала водных потоков (точки 1 – 10) только вдоль «Великого» разлома в местах ответвления разломов первого порядка. При том, что «Великий» разлом на всём своём протяжении является основным поставщиком глубинной пресной воды. Поэтому, приведённые расчёты воды по существу минимальные. Подземные воды в целом отмечаются относительно неглубоким залеганием кровли водоносного горизонта, однако с глубоким заложением условно его «подошвы» – до 8 600 м. Это подтверждает ювенильную природу глубинной воды в процессе конденсации водяных паров от мантии. Соответственно означает и самовосстановление её количества и качества. Что важно с практической стороны, поскольку вода не закончится до прерывания её потока, при чрезмерном заборе воды, что устанавливается при опытной откачке.

Таблица

Характеристика главных подземных водопотоков

№ точки	Глубина, от – до, м	Минерализация, ррт	Максимальный расход, куб.м/сутки	Пьезометрический уровень, м
Точки – узлы пересечений на «Великом» разломе – линеаменте				
1	85 – 4 600	200	1 320 000	+15
2	95 – 4 700	200	1 320 000	+17
3	99 – 3 000	200	1 200 000	+21
4	86 – 2 500	200	864 000	+27
5	95 – 3 200	200	1 440 000	+15
6	85 – 4 000	200	1 632 000	+20
7	97 – 3 600	200	1 800 000	+25
8	100 – 4 200	200	1 824 000	+16
9	94 – 4 600	200	2 064 000	+28
10	95 – 4 500	200	1 944 000	+32
Всего:		15 408 000 куб.м/сутки		

При движении воды от «Великого» разлома по разломам низшего порядка на Запад и на Восток происходит расход и перераспределение подземной воды приобретённой в области питания. Поэтому, в расчет общего количества распределённой воды на территории принято только то, что оценено и поступает в «Великий» разлом.

Глубины достижения воды ожидаются в пределах 85 – 205 м. Однако, бурить и опускать насос надо на 15 – 20 м ниже, чтобы не допустить его осушения.

Минерализация воды возрастает от «Великого» разлома на Запад и на Восток соответственно, колеблясь от 200 ррт до 900 ррт, что является очень хорошим показателем качества пресной воды. При этом сам «Великий» разлом «поставляет» ультрапресную воду (около 200 ррт, или 0,20 г/л).



Максимальные расходы воды в отмеченных точках в области питания колеблются от 864 000 куб.м/сутки до 2 064 000 куб.м/сутки.

Поступающая пресная вода с глубин «Великого» разлома имеет высокие значения пьезометрического уровня, или давления на кровлю водоносного горизонта в разломе, достигающий до +32 м. Это означает, что после вскрытия воды скважиной ожидается фонтан в 32 м над поверхностью Земли. Поэтому, заранее необходимо иметь соответствующее оборудование для предотвращения самоизлияния и купирования скважины для избежания нерационального расходования воды. По мере продвижения на Запад и Восток штата пьезометрический уровень постепенно падает соответственно до -90 м.

В целом на территории штата ресурсы пресной подземной воды оцениваются в 15 408 000 куб.м/сутки. Исходя из населения штата 61 млн. жителей, получается добавка пресной воды:  $15\,408\,000 : 61\,000\,000 = 0,252$  куб.м, или 252 литра воды в сутки на жителя. Декларируемое количество воды Правительством составляет 135 литров в сутки на человека, на деле же для основной части населения эта величина составляет менее половины норматива. Полагаем, что предполагаемая добавка воды заметно улучшит сегодняшнее положение. При этом, заметим, что качественная подземная вода существенно оздоровит население и позволит эффективнее вести сельское хозяйство.

Предварительная оценка позволяет сделать вывод, что гидрогеологическая перспектива у штата КАРНАТАКА несколько лучше в сравнении со штатами ТАМИЛНАД и МАХАРАШТРА. Полученные цифры, характеризующие подземные водотоки конечно прогнозные, однако по опыту работ они ожидаются близким к реальному, что проверяется уже бурением и испытанием гидрогеологических скважин.

Самооценивая рассмотренную работу отметим, что для получения аналогичной информации с использованием традиционных наземных методов поисков подземной воды бурением по плотной сети, потребовалось бы не менее 10 – 20 лет времени и бюджета более 200 млн. дол. США.

### **Литература**

1. Гордеев П.В., Шемелина В.А., Шулякова О.К. Руководство к практическим занятиям по гидрогеологии. Высшая школа, М., 1981, 152 с.
2. Корчуганова Н.И. Аэрокосмические методы в геологии. М., Геокарт-ГЕОС, 2006, 244 с.
3. Миллер В., Миллер К. Аэрофотография. Пер с англ. Под ред. Г.Ф. Лунгерсгаузена. М., Мир, 1964, 292 с.
4. Наравас А.К. Дистанционный поиск месторождений. М., Изд-во «Ким Л.А.», 2019, 120с.
5. Петрусевич М.Н. Геолого-съёмочные и поисковые работы на основе аэрометодов. М., Госгеолтехиздат, 1954, 108 с.
6. John C. (2003) The biogeographic and tectonic history of India. *Journal of Biogeography* 30:381–388.
7. [ru.qwe.wiki/wiki/Geology of India.](http://ru.qwe.wiki/wiki/Geology_of_India)





## ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КОСМИЧЕСКИХ СНИМКОВ ДЛЯ КАРТИРОВАНИЯ И ПОИСКОВЫХ РАБОТ В СУДАНЕ

*Ибрахим М.А.А.\* (Российский университет дружбы народов, 1032185030@rudn.ru),  
Карлосама М.Ф.Х. (Российский университет дружбы народов,*

*1032175669@rudn.ru),*

*Котельников А.Е. (Российский университет дружбы народов, kotelnikov-ae@rudn.ru),*

*Марков В.Е. (Российский университет дружбы народов, markov-ve@rudn.ru),*

*Котельникова Е.М. (Российский университет дружбы народов, kotelnikova-em@rudn.ru),*

*Карелина Е.В. (Российский университет дружбы народов, karelina-ev@rudn.ru)*

### **Аннотация**

В последние десятилетия с внедрением современных технологий методы поисков и разведки полезных ископаемых претерпели значительных изменений. В помощь поисков полезных ископаемых пришли различные методы дистанционной разведки, которые применяются в горнодобывающей промышленности во всем мире. Особенно актуально это для труднодоступных районов. В работе рассмотрены возможности применения интерпретации многоспектральных космических снимков Landsat 8 OLI для площади Интиит в Судане. Оценка возможностей была проведена на основе имеющихся данных геохимической съемки и геологических исследований, и показала высокую эффективность для составления геологических карт и проведения поисков золота в районе Интиит на севере Судана.

**Ключевые слова:** Landsat 8, Судан, космические снимки, поиски, картирование.

Применение методов интерпретации многоспектральных космических снимков в последние годы стало дополнительным и иногда опережающим видом исследований территорий при поисково-разведочных работах. Для некоторых территорий результаты являются весьма интересными, так, например, в районе Красноморских холмов на территории Судана на основе снимков Landsat 8 OLI было открыто несколько золоторудных месторождений [1].

Район исследования – площадь Интиит – располагается в северной части Судана в 400 км от г. Хартум, климат аридный, территория с простым рельефом и покрыта преимущественно песком и более крупными обломками.

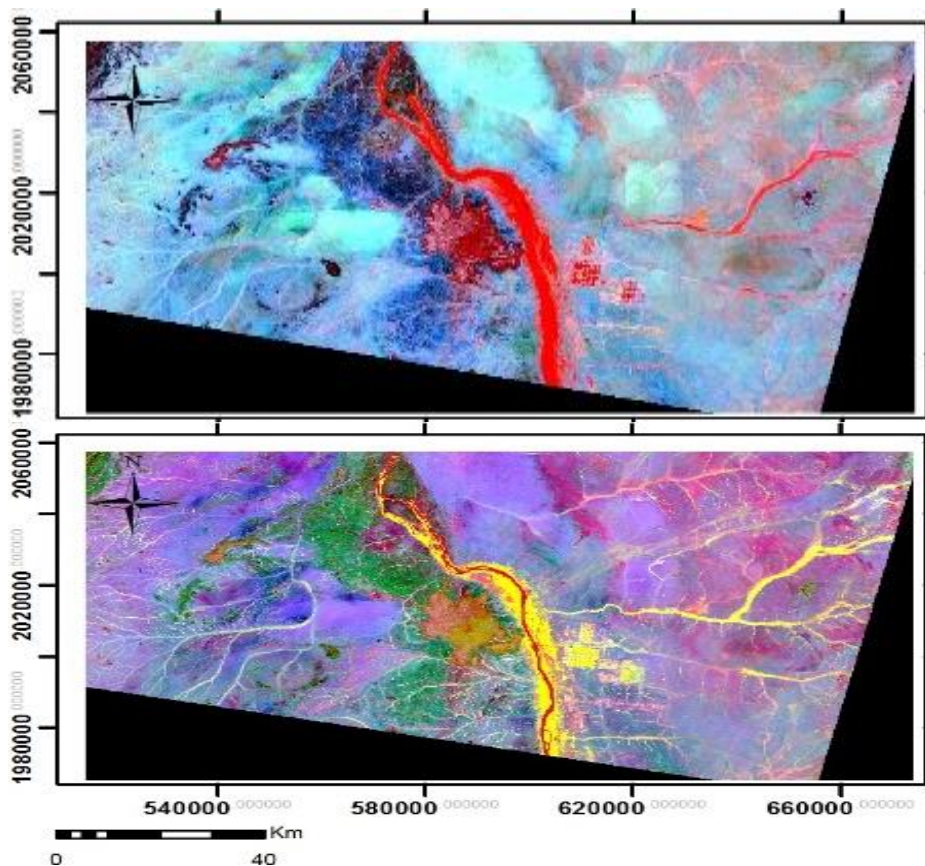
Используемая методология заключается в трех этапах: офисная работа перед полем, полевая работа и обработка полевых данных. Обработка спутниковых изображений включает в себя композиты с цветными спектрами, для выделения литологических и геологических особенностей различных типов пород. В результате анализа снимков были выделены следующие типы пород: высоко метаморфизованные гнейсы и мигматиты, являющиеся фундаментом, офиолитовые мафит-ультрамафитовые породы, которые отмечаются в северной и южной частях области, метаосадки, которые покрывают большую часть исследуемой области, синорогенные интрузии, посторогенные интрузии и минерализация золота. Проведение полевого этапа подтвердило выделенные на основе космических снимков разновидности пород и позволило уточнить границы. Для уточнения геологической и геохимической специализации изучаемой площади Интиит было отобрано 11 образцов горных пород для петрографического исследования и 32 образца из кварцевых жил и зон дробления



для геохимических исследований. Результаты этих исследований представлены в статье авторов [2].

Используя сведения о спектральных свойствах горных пород и минералов, и с учетом гидротермальных изменений на территории были выбраны каналы комбинаций соотношений каналов 5/7, 3/1, 4/3 Landsat 8 OLI (рис. 1 сверху). Полученное изображение нанесено на карту зоны изменения светло-розового цвета (правая часть изображения). Аналогично для гидротермальной комбинации было получено изображение с использованием соотношений каналов 5/7, 5/4, 3/1 в RGB соответственно (рис. 1 снизу). Зоны изменения отображены розово-фиолетовым оттенком (правая часть изображения).

Данные геохимического исследования позволяют использовать не только наборы эталонных алгоритмов для проведения поисковых работ на золото и другие полезные ископаемые, но и задавать собственные эталоны для конкретной территории исследования, что повышает вероятность положительного результата.



**Рисунок 1.** Космический снимок исследуемой территории Интиит. Сверху гидротермальное составное изображение (соотношений каналов 5/7, 3/1, 4/3). Снизу составное изображение на полезные ископаемые (соотношений каналов 5/7, 5/4, 3/1).

### Литература

1. Elsayed, K.A., & El Nadi, A.H. The use of Landsat 8 OLI image for the delineation of gossanic ridges in the Red Sea Hills of NE Sudan // *South American Earth Sciences*. 2014. 62-67.
2. Ibrahim M.A.E., Kotelnikov A.E., Ibrahim S.A., Kotelnikova E.M. Petrographic investigation and geochemical survey of rocks in Inteet area (Nile River State, Sudan) // *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. 2019. Volume 675. DOI:10.1088/1757-899x/675/1/012038



**КОНЦЕПЦИЯ ПРОЕКТА  
ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ КРЫМА, АЗОВСКОГО И  
ЧЕРНОГО МОРЕЙ С ЦЕЛЬЮ ОЦЕНКИ И ПРОГНОЗА ЭКОЛОГИЧЕСКИХ  
УСЛОВИЙ, РУДОНЕФТЕГАЗОВОГО И СЕЙСМИЧЕСКОГО  
РАЙОНИРОВАНИЯ**

*Молчанов Н.Р. (СКФУ, fallen\_vip@me.com)  
Ардатов М.С. (СКФУ, ardatev.maks@mail.ru),  
Коваленко А. С. (СКФУ, fallensgt@gmail.com)*

*Научный руководитель: Харченко В.М. (СКФУ, Профессор кафедры ГНГ)*

**Аннотация:** В работе излагается проект рудонефтегазового и сейсмического районирования Крыма, Азовского и Черного морей основанное на дешифрировании разномасштабных космических снимках с выделением линеаментов и структур центрального типа (СЦТ) различного ранга с последующей и интерпретацией с позиций концепции природы СЦТ.

Научная новизна заключается в том, что используется новый подход дешифрирования космических снимков позволяет выявлять структуры центрального типа (СЦТ), а уже при их интерпретации возможно выявлять перспективные участки, содержащие полезные ископаемые, в том числе нефть и газ, т.е. проводить рудонефтегазового и сейсмического районирования.

**Ключевые слова:** космические снимки, дешифрирование, линеаменты, структуры центрального типа, рудонефтегазовое и сейсмическое районирование, зоны сжатия и растяжения, узловые точки, Крым, Азовское и Черного морей.

Актуальность проекта заключается в необходимости выявления новых месторождений полезных ископаемых Крыма и прилегающих акваторий морей, экологических условий и сейсмичности территорий, для безопасности Крымского моста и будущего газопровода «Южный поток».

Целью данного проекта является выявление перспективности рудонефтегазоносности и экологической безопасности исследуемого региона.

Для достижения этой цели необходимо решение следующих задач:

1. Представить и освоить теоретическую базу: ротационную концепцию тектогенеза, концепцию природы структур центрального типа (СЦТ), представление о механизме образования структур растяжения.
2. На основании теоритической базы разработать методику и технологию рудонефтегазогеологического и сейсмического районирования.
3. На конкретной территории Крыма и прилегающих акваторий морей выполнить дешифрирование космических снимков регионального и локального планов с последующей интерпретацией СЦТ и линеаментов с выделением геодинамических центров, зон сжатия, растяжения, участков их наложения и узловых точек, мест пересечения дуговых контуров и линеаментов различного ранга или зон субвертикальной деструкции.
4. На основе анализа литературных данных и результатов интерпретации СЦТ, предпринять попытку прогноза землетрясений в пределах региона в целом и в районе Крымского моста в частности.

В результате дешифрирования космических снимков регионального плана (всего исследуемого региона) и отдельных ключевых участков на основе разработанной методики, проведено выделение линеаментов и СЦТ различного размера с



последующей интерпретацией (выделение зон сжатий и растяжений), участков их интерференции и узловых точек, т.е. проведено рудонефтегазогеологическое и сейсмическое районирование данного региона. В качестве ключевого участка с результатами ландшафтно-геоэкологических исследований приводится Бештаугорская площадь КМВ, которая является близким геологическим аналогом Крымского полуострова. В этом плане особый интерес представляют минеральные воды и залежи урановых руд, которые широко распространены на Бештаугорской площади КМВ. Что имеет важное значение в плане экологической безопасности исследуемой территории.

#### **Список литературы:**

1. Гзовский, М.В. Основы тектонофизики [Текст] / М. В. Гзовский. – М.: Наука, 1975.
2. Горшков, Г.П. Дизъюнктивная тектоника Копет-Дага и закон скалывающих напряжений [Текст] / Г.П. Горшков. – М.: Вестник МГУ, 1947. - №1. - С.103-115.
3. Ежов, Б.В. Морфоструктуры центрального типа и глубинные геофизические разделы: Докл. АН СССР [Текст] / Б.В. Ежов, Г.И. Худяков. – М., 1982, - № 265, - №3. - С.667-669.
4. Певнев, А.К. Пути к практическому прогнозу землетрясений [Текст] / А.К. Певнев. – М.: ГЕОС, 2003, - 153с.
5. Петров, А.И. О механизме образования структур центрального типа [Текст] / А.И. Петров // Советская геология. – М., 1969. - № 9. - С.139-145.
6. Сейсморазведка: справочник геофизика [Текст] / под редакцией В.П. Номоконова. – М.: Недра, 1990, - кн.1, изд. 2. - 336с.
7. Соловьев, В.В. Морфоструктурный метод изучения глубинного строения литосферы [Текст] / В.В. Соловьев, В.М. Рыжкова. – Л.: Труды ЛОЕ, 1883. - Т.77, - вып.2. - С.25-33.
8. Харченко, В.М. Автореферат диссертации на соискание степени доктора геол.-мин.наук «Структуры центрального типа их связь с месторождениями полезных ископаемых ( на примере Предкавказья и сопредельных территорий)», Ставрополь 2012г.,49с.
9. Шафрановский, И.И. Симметрия в природе [Текст] / И.И. Шафрановский. – Л.: Недра, 1985. - 165с.
10. Шебалин, Н.В. Проблемы макросейсмики [Текст] / Н.В. Шебалин // Вычислительная сейсмология. - Вып.14. – М.: ГЕОС, 2003. – С. 55-210.
11. Шубников, А.В. Симметрия: законы симметрии и их применение в науке, технике и прикладном искусстве [Текст] / А.В. Шубников. – М.: Изд-во АН СССР, 1940. - 176с.



**ПРОЕКТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КОСМИЧЕСКОЙ СЪЕМКИ ДЛЯ  
НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЙОНИРОВАНИЯ КАСПИЙСКОГО  
РЕГИОНА**

*Хамрокулов Ш.Ж. (СКФУ, г. Ставрополь, Россия, thegreatpers98@mail.ru),*

*Абакаров М.А., (СКФУ, tagomed-abakarov-2019@mail.ru),*

*Лисовский К.А., (СКФУ, lisovskikirill@gmail.ru)*

*Научный руководитель: Харченко В.М., (СКФУ, профессор кафедры геологии  
нефти и газа, доктор геолого-минералогических наук)*

**Аннотация:** В работе излагается проект нефтегазогеологического районирования Каспийского региона основанное на дешифрировании разномасштабных космических снимках с выделением линеаментов и структур центрального типа (СЦТ) различного ранга с последующей и интерпретацией с позиций концепции природы СЦТ.

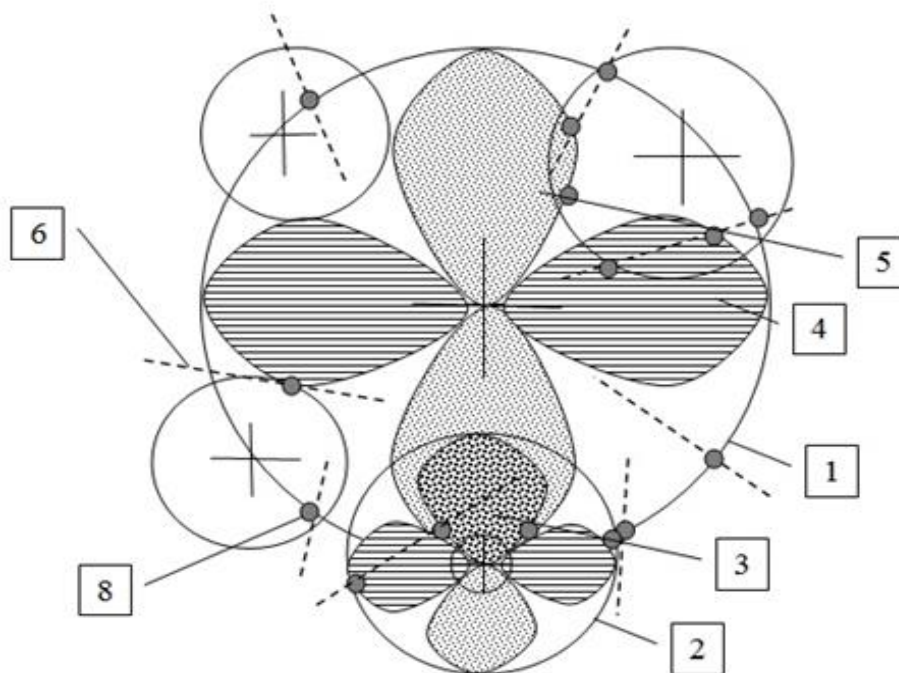
Научная новизна заключается в том, что используется новый подход дешифрирования космических снимков позволяет выявлять структуры центрального типа (СЦТ), а уже при их интерпретации возможно выявлять перспективные участки, содержащие полезные ископаемые, в том числе нефть и газ, т.е. проводить нефтегазогеологического районирования.

**Ключевые слова:** космические снимки, дешифрирование, линеаменты, структуры центрального типа, нефтегазогеологическое районирование, зоны сжатия и растяжения, узловые точки, Каспийский регион.

Актуальность проекта заключается в необходимости выявления новых месторождений углеводородов в Каспийском регионе для развития экономики, как данного региона, так и государства в целом.

Целью данного проекта является выявление перспективности нефтегазоносности исследуемого региона. На данный момент шельф Каспийского моря изучен не полностью, особенно южная его часть.

1. Представить и освоить теоретическую базу: ротационную концепцию тектогенеза, концепцию природы структур центрального типа (СЦТ), представление о механизме образования структур растяжения.
2. На основании теоретической базы разработать методику и технологию нефтегазогеологического районирования. (см. рисунок 1)



**Рисунок 1.** Наглядная модель нефтегазогеологического районирования

- 1 – граница нефтегазоносной провинции; 2 – граница нефтегазоносной области;  
3 – нефтегазоносный район (зона интерференции); 4 – зона сжатия; 5 – зона растяжения; 6 –  
линеаменты; 8 – узловые точки (геосолитоны)

3. На конкретной территории Каспийского региона выполнить дешифрирование космического снимка регионального плана с последующей интерпретацией СЦТ и линеаментов с выделением геодинамических центров, зон сжатия, растяжения, участков их наложения и узловых точек, мест пересечения дуговых контуров и линеаментов различного ранга или зон субвертикальной деструкции.

В результате дешифрирования космических снимков регионального плана (всего Каспийского региона) и отдельных ключевых участков на основе разработанной методики приведено выделение линеаментов и СЦТ различного размера с последующей интерпретацией (выделение зон сжатий и растяжений), участков их интерференции и узловых точек, т.е. проведено нефтегазогеологического районов всего Каспийского региона и отдельно ключевого участка (Велечаевско-Колодезного месторождения).



## **Литература**

1. Гзовский, М.В. Основы тектонофизики [Текст] / М. В. Гзовский. – М.: Наука, 1975.
2. Горшков, Г.П. Дизъюнктивная тектоника Копет-Дага и закон скалывающих напряжений [Текст] / Г.П. Горшков. – М.: Вестник МГУ, 1947. - №1. - С.103-115.
3. Ежов, Б.В. Морфоструктуры центрального типа и глубинные геофизические разделы: Докл. АН СССР [Текст] / Б.В. Ежов, Г.И. Худяков. – М., 1982, - № 265, - №3. - С.667-669.
4. Певнев, А.К. Пути к практическому прогнозу землетрясений [Текст] / А.К. Певнев. – М.: ГЕОС, 2003, - 153с.
5. Петров, А.И. О механизме образования структур центрального типа [Текст] / А.И. Петров // Советская геология. – М., 1969. - № 9. - С.139-145.
6. Сейсморазведка: справочник геофизика [Текст] / под редакцией В.П. Номоконова. – М.: Недра, 1990, - кн.1, изд. 2. - 336с.
7. Соловьев, В.В. Морфоструктурный метод изучения глубинного строения литосферы [Текст] / В.В. Соловьев, В.М. Рыжкова. – Л.: Труды ЛОЕ, 1883. - Т.77, - вып.2. - С.25-33.
8. Харченко, В.М. Автореферат диссертации на соискание степени доктора геол.-мин.наук «Структуры центрального типа их связь с месторождениями полезных ископаемых (на примере Предкавказья и сопредельных территорий)», Ставрополь 2012г.,49с.
9. Шафрановский, И.И. Симметрия в природе [Текст] / И.И. Шафрановский. – Л.: Недра, 1985. - 165с.
10. Шебалин, Н.В. Проблемы макросейсмологии [Текст] / Н.В. Шебалин // Вычислительная сейсмология. - Вып.14. – М.: ГЕОС, 2003. – С. 55-210.
11. Шубников, А.В. Симметрия: законы симметрии и их применение в науке, технике и прикладном искусстве [Текст] / А.В. Шубников. – М.: Изд-во АН СССР, 1940. - 176с.



**ДЕШИФРИРОВАНИЕ КАК МЕТОД ВЫЯВЛЕНИЯ  
НЕФТЕГАЗОПЕРСПЕКТИВНЫХ СТРУКТУР НА ПРИМЕРЕ  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ «РАКУШЕЧНОЕ».**

*Шендрикова С.Г.\* (Всероссийский научно-исследовательский геологический  
нефтяной институт, svetlana.shendrikova.94@mail.ru)*

*Широков Д.Н. (Российский университет дружбы народов, den\_545@mail.ru)*

*Марков В.Е. (Российский университет дружбы народов, vemarkov@yandex.ru)*

*Карелина Е.В. (Российский университет дружбы народов, elkarelina@mail.ru)*

**Аннотация** основной идеей данной работы стало выявление зависимости интенсивности отражения электромагнитного излучения от поверхности земли в разных диапазонах спектра со значениями относительных отметок кровли продуктивного пласта для дальнейшего прогнозирования нефтегазоперспективных структур.

**Ключевые слова** электромагнитное излучение, отражение, компьютерные технологии, ArcGIS, дешифрирование, карта, космический снимок.

На сегодняшний день можно с уверенностью говорить, что время быстрых и легких открытий в нефтепромысловой геологии подошло к концу. На смену месторождениям с легкоизвлекаемыми запасами пришла эпоха открытий мелких и очень мелких глубокозалегающих месторождений сложного строения. В связи с современными особенностями открываемых месторождений, растет в цене не только добыча углеводородов, но и поиск нефти и газа. Достаточно дорогостоящие методы прогноза нефтегазоперспективных структур не всегда оказываются оправданными, в связи с чем многие компании не готовы брать на себя столь высокие финансовые риски.

Несмотря на то, что объемы средств, необходимые для поисковых работ непрерывно растут, проблема воспроизводства минерально-сырьевой базы остается по-прежнему актуальной. Исходя из сложившейся ситуации возникает потребность в таких поисковых методах, которые бы смогли повысить эффективность выявления нефтегазоперспективных ловушек при уменьшении себестоимости.

Благодаря развитию науки и техники, стало возможным применение космических технологий в геологической отрасли. Свободный доступ к скачиванию космических снимков, разнообразие программ, способных обрабатывать данные спутников, могут значительно облегчить изучение различных территорий.

В настоящее время обработка космических снимков перестала иметь исключительно визуальный характер, развитие ГИС-технологий внесло значительный вклад в интерпретацию материалов, получаемых со спутников. Так как космические снимки разных спутников включают в себя различные параметры: пространственное разрешение, зоны спектра, размеры кадров, - все они могут быть обработаны разнообразными аналитическими функциями компьютерных программ [2].

Суть метода дистанционного зондирования заключается в поглощении спутниками электромагнитного излучения, отраженного от поверхности земли.





Различные компоненты земной поверхности по-разному взаимодействуют с электромагнитным излучением: процессы отражения, рассеяния, преломления и пропускания варьируются в зависимости от диапазона спектра и различия природных объектов. Так как современная съемочная аппаратура обеспечивает широкий диапазон измерений электромагнитного излучения, постоянность получения информации и высокую скорость записи, возможность более точного прогноза перспективных структур повышается [5].

В данной работе мы бы хотели осветить вопрос эффективности дешифрирования при прогнозировании нефтегазоперспективных структур на примере месторождения «Ракушечное».

Газоконденсатное месторождение Ракушечное находится на территории Северо-Кавказо-Мангистаусской нефтегазоносной провинции. На территории Южного Мангистау особенности распределения нефтегазоносности установлены как на региональном, так и на зональном и локальном уровнях. Они рассматриваются в качестве базовых при оценке прогноза нефтегазоносности территорий, как на суше, так и на прилегающей акватории Каспия. Так как территория месторождения к настоящему времени уже достаточно хорошо изучена, то итоговые данные полученные нами при дешифрировании были сопоставлены с достоверными картами района.

Для наших целей были выбраны снимки Landsat 8, работа проводилась в пакете ArcGIS, так как данный ГИС-пакет включает в себя необходимые инструменты для успешной обработки и анализа растровых данных.

Как было сказано выше, все снимки представляют собой набор растров различных каналов, но анализ каждого растра по отдельности малоэффективен, поэтому мы получили одно изображение вместо нескольких путем синтезирования. [4].

Объединив 1-й (голубой), 2-й (зелёный), 3-й (красный), 4-й (ближний инфракрасный), 5-й (инфракрасный), 6-й (тепловой, пониженное усиление low gain) и 7-й (инфракрасный специальный) каналы, мы получили 7-канальный синтезированный растр. Монитор компьютера может отобразить только 3 канала. По умолчанию отображаются 1-ый, 2-ой и 3-ий каналы, которые соответствуют оттенкам синего, зелёного и красного цветов [4].

Используя данные бурения, методом кригинга была построена структурная карта по кровле продуктивного пласта А

Далее, в размер полученной структурной карте, была создана сетка точек размером 250x250 метров. Используя инструмент «извлечь значение в точке», были получены значения кровли продуктивного пласта А в каждой точке созданной сетки.

Также, используя данную сетку точек, были получены значения интенсивности отражения электромагнитного излучения по каждому каналу, путем извлечения их из ранее созданного 7-канального растра.

И в заключении для определения взаимосвязи зависимой переменной кровли продуктивного пласта А с независимыми переменными, показывающими интенсивность отражения электромагнитного излучения от земной поверхности для каждого из каналов, использовался метод наименьших квадратов.

Применение данного метода позволило нам спрогнозировать зоны поднятий кровли продуктивного пласта в неразведанных частях изучаемой территории и удостовериться в точности наших прогнозов путем сопоставления полученных данных с уже имеющейся структурной картой изучаемого района.



## **Литература**

1. Варфоломеев А. Ф., Коваленко Е. А., Манухов В. Ф. ГИС-технологии при изучении и оценке взаимосвязи пространственного распространения почвенного покрова и рельефа // *Геодезия и картография*. – 2013. – № 7. – С. 47–53. 7
2. Ивлиева Н. Г., Росяйкина Е. А. Обработка данных дистанционного зондирования Земли в ГИС-пакете ArcGIS [Электронный ресурс] // *Огарев-online*. Раздел "Науки о Земле". – 2015. – № 4.
3. Князева Г. Н., Манухов В. Ф., Щевелева Г. М. Информационно-компетентностное сопровождение образовательного процесса в акмеологическом аспекте // *Интеграция образования*. – 2015. – Т. 19, № 2. – С. 73–80.
4. Лабутина И. А. Дешифрирование аэрокосмических снимков: учеб. пособие для студентов вузов. – М.: АспектПресс, 2004. – 184 с.
5. Трофимов Д.М. Аэрокосмические исследования на поисковом этапе геологоразведочных работ на нефть и газ. – М.: ИПК «Лаватера». - 2010. – С. 7-38.



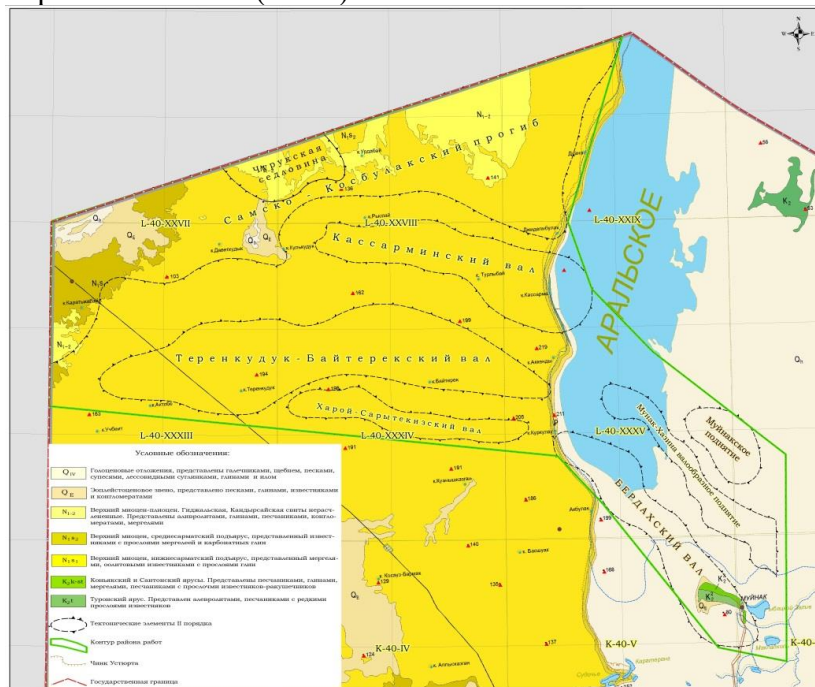
**ПРОГНОЗ ЛОКАЛЬНЫХ СТРУКТУР НА ОСНОВЕ  
КОМПЛЕКСНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ  
ДЕШИФРИРОВАНИЯ КФС И ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ  
ИНФОРМАЦИИ  
(САМСКО-КОСБУЛАКСКИЙ ПРОГИБ)**

**Л.Р.Бикеева, М.Г.Юлдашева, Н.М.Акрамова**  
(АО «ИГИРНИГМ» Ташкент, Узбекистан, e-mail Luizabikeyeva@mail.ru)

**Аннотация:** В статье освещены вопросы применения космофотоматериалов (КФС) по слабо изученной части Устюртского региона- Самско-Косбулакского прогиба. При выполнении региональных исследований с помощью дешифрирования КФС проводится региональное изучение с целью уточнения границ, выделения крупных линейных структурных элементов, протяженных разломов, зон повышенной трещиноватости. На стадии проведения поисково-детальных работ, как правило, ставится задача выявления новых локальных объектов, перспективных на поиски залежей УВ. Эта задача решается путем комплексного анализа космофотоснимков, топографических карт, и структурных схем, составленных по материалам сейсморазведочных работ и глубокого бурения.

**Ключевые слова:** космодешифрирование, КФС, линеамент, кольцевая структура, горизонталь, нефть, газ, УВ, антиклиналь, микроблок, и т.д.

По степени и характеру изученности различные районы Устюрта существенно отличаются друг от друга. До последнего времени наименее изученной остается северная часть плато (Самско-Косбулакский прогиб, Кассарминский, Теренкудук-Байтерекский и Харойский валообразные поднятия), что затрудняет объективную оценку нефтегазоперспективности. (Рис.1).



**Рис.1. Устюртский регион. Геологическая карта.**

Вместе с тем ряд факторов, таких как:

- принадлежность к Устюрту, перспективы которого в целом оцениваются достаточно высоко;



- близость к сходным по геологическому строению районам Казахстана, где получены промышленные притоки УВ;
- результаты испытания поисковых скважин на площадях Чурук и Альмамбет (получен газ с водой из регионально нефтегазоперспективных юрских отложений)
- в восточной части Косбулакского прогиба открыто газоконденсатное месторождение Зап.Арал, в карбонатах верхней юры открыта залежь нефти позволяют рассматривать Северный Устюрт (Самско-Косбулакский прогиб и прилегающие валлообразные поднятия) как район, несомненно, перспективный на нефть и газ, требующий детального изучения.

На сегодня общепризнано, что использование космofотоснимков и топокарт (специализированное дешифрирование их) дает существенную прибавку структурно-тектонической информации на любой стадии исследований. В отличие от других геолого - геофизических методов, дешифрирование КФС (и топокарт) позволяет получить информацию не фрагментарно (точечная при бурении, профильная при сейсморазведке и.т.д.), а по всей площади изучаемых объектов. Использование цифровых спутниковых снимков и топографической информации обеспечивает уточнение структурно-тектонического строения нефтегазоносных территорий, изучение структурных форм, с которыми могут быть связаны скопления УВ, и выявление новых перспективных объектов для более целенаправленного проведения различных видов нефтегазоперспективных работ [1]. Дешифрирование КФС (и топокарт) зачастую позволяет наметить форму, размеры, плановое положение и простираие локальных объектов (антиклиналей), трассировать линейные структурно-тектонические элементы (разломы, флексуры). С учетом этого, дешифровочные материалы позволяют оптимизировать количество поисковых сейсмопрофилей за счет ортогонального их расположения по отношению к выделенным локальным объектам.

Основная цель структурного дешифрирования – выявление локальных поднятий, которые в определенных тектонических условиях могут соответствовать антиклинальным перегибам в продуктивных частях геологического разреза и содержать залежи УВ.

В результате структурного дешифрирования КФС, топографических и геологических карт района исследований были отдешифрированы линеаменты и кольцевые структуры, представляющие собой линейные и площадные концентрические геоаномалии и их фрагменты (дуги). Все отдешифрованные элементы генерализованы и сведены на карте «Линеаментов и кольцевых структур». При проведении структурного дешифрирования учитывалось то, что в целом по плато Устюрт наблюдается унаследованность структурных планов различных горизонтов чехла от подошвы юры по сармат включительно. Обусловлено это совпадением в плане и по знаку тектонических движений мезо - кайнозоя, складкам в сарматских известняках, наблюдаемым на КФС, топографических (структурных) картах, которым отвечают аналогичные структуры в регионально нефтегазоперспективных юрских отложениях. Как показывает опыт с глубиной контрастность структурных деформаций чехла, амплитуда локальных антиклиналей нарастают, достигая максимума в нижней - средней юре (за счет конседиментационного роста складок на отдельных этапах развития, суммирования складкообразующих значений разновозрастных тектонических движений). Напротив, вверх по разрезу происходит увеличение размеров и выполаживание складок вплоть до образования в сарматских известняках над юрскими антиклиналями структурных носов и площадок. При комплексном анализе (рис.2.)



данных дешифрирования КФС и топокарт в работе использована структурная карта по подошве сарматского яруса известняков неогена (авт. Нишанов Б.У., 2001г.), составленная главным образом, по материалам бурения параметрических и поисково-разведочных скважин на исследуемой территории (Коктем скв. №1; Чурук скв №1,2,3).



**Рис.2.** Устыуртский регион (Самско-Косбулакский прогиб). Схематическая структурная карта по подошве сарматского яруса неогена, совмещенная с результатами дешифрирования КФС

1-структуры, подготовленные к глубокому поисковому бурению; 2-структуры, выявленные сейсморазведочными работами; 3-структуры, находящиеся в глубоком поисковом бурении; 4- намеченные структурным бурением и сейсморазведкой; 5,6-неотектонические блоки, участки, перспективные на поиск локальных структур и их номера (1.Актыкенды, 2.Вост.Альмамбет, 3.Кулькудук, 4.Даветкудук, 5.Егыз); 7- изогипсы по подошве известняков сарматского яруса; 8-скважины глубокого поискового бурения.

При комплексировании данных выявлен один из поисковых признаков - локальные антиклинали, структурные носы и площадки по сармату, на топокартах трассируются замкнутыми горизонталями, затяжками их, увеличенным заложением. Возможное смещение сводов, скорее всего, не велико (1-1,5 км), и складки в целом, равно как их ядерные части, не выходят за контуры участков (блоков), ограниченных структурно-тектоническими линиями, отдешифрированными как линеаменты на топокартах и КФС.

Затем результаты дешифрирования были сопоставлены с известными разбуренными и детализированными сейсморазведкой антиклиналями и выявлены их дешифрировочные признаки. Такая работа проведена по площадям Чурук, Самская, Коктем, Альмамбет и Каракум. Необходимо отметить, что в районе исследований нет ни одного объекта, где по данным глубокого бурения можно построить более или менее объективную структурную карту по целевым (продуктивным) горизонтам. Только на Чурукской структуре пробурены 3 глубокие скважины, достигшие юрских отложений на всех остальных складках - по одной, за исключением Альмамбета, где пробурено 2 скважины, но и из них только одна вскрыла юру [2]. Поэтому сопоставление проводилось с моделями структур по данным сейсморазведки, магнито- и электроразведки.

В результате проведенного дешифрирования КФС подтверждены все известные объекты, выявленные различными видами и методами геолого-геофизических работ (структурно-геоморфологический, морфометрический, сейсморазведка). Детализирована Южно-Чурукская площадь, где выделены 2 самостоятельных объекта под названием Даветкудукская группа, уточнено строение Альмамбетской структуры,



которая также картируется по данным дешифрирования как две отдельные морфоаномалии: Центрально- и Восточно-Альмамбетские.

Дешифрированием впервые выделено 6 объектов: Актыкенды, Восточный Альмамбет, Кулькудук, Кучеркудук, Егыз, Халол. Из них первоочередным объектом является объект Актыкенды.



**Рис.3.** Устыуртский регион (Самско-Косбулакский прогиб). Схема расположения перспективных объектов по данным дешифрирования КФС.

условные обозначения с 1 по 6 см.рис.2; локальные аномалии по данным 8-магниторазведки; 9-электроразведки; 10-морфометрических исследований; 11- по подошве сармата.

В результате было установлено, что дешифрировочными признаками наличия структуры на глубине (юра, ПСЭ) являются; наличие кольцевой аномалии или совокупности дуговых элементов фотоизображения; наличие крупного замкнутого горизонтально бугра или группы мелких поднятий, пологих увалов, увеличение заложения горизонталей, их затяжки в сторону регионального погружения рельефа; на геологической карте таким признаком является развитие более древних отложений по сравнению с окружающими участками при одинаковых гипсометрических отметках. Одним из неперемных условий является ограниченность этих участков линейными.

Путем совместного анализа материалов дешифрирования и результатов, ранее проведенных геолого-геофизических работ установлены:

-прямая связь между характером рельефа и складчатости для основной части района работ, бронированной известняками сарматского яруса, когда положительным формам рельефа отвечают локальные антиклинали, структурные носы и площадки, а отрицательным – синклинали и синклинали залитые;

-совпадение структурных планов различных горизонтов осадочного чехла от юры по сарматские отложения включительно, с одновременным увеличением контрастности структурных деформаций с глубиной, обусловленное их конседиментационным развитием. Отмечается многократное увеличение амплитуды структур по юрским горизонтам относительно сарматских (от двух на Чуруке, до 5 на Каракуме и Самской и до 10 раз на Сауге и Коктеме).

В целом можно отметить, что проведенными исследованиями подтверждена принципиальная возможность получения дополнительной информации по структурно-тектоническому строению осадочного чехла, уточнению региональной структуры и выявлению локальных объектов, перспективных на нефть и газ.



**Литература**

1. Бикеева Л.Р., Усманов П.М. Использование дистанционных исследований при поисках структурных ловушек на слабоизученных территориях Устюртского региона // Нефтегазогеологическая наука Узбекистана и роль молодежи в решении ее проблем: материалы научно-практической конференции (труды молодых ученых). - Ташкент, 2015. – С. 30-31.
2. Юлдашева М. Г., Хегай Д. Р., Турдиев Д. Р. «Перспективы нефтегазоносности карбонатных отложений верхнеюрского возраста Косбулакского прогиба (Устюртский регион). Актуальные вопросы нефтегазовой геологии и геофизики и возможные пути их решения. Материалы Респ.науч.-практ.конференции». ИГИРНИГМ, 2012.



## ЛУННАЯ НЕДВИЖИМОСТЬ

Давтян Б.А. (Институт сервиса, туризма и дизайна (филиал) СКФУ в г. Пятигорске, [benny\\_2020@mail.ru](mailto:benny_2020@mail.ru))

**Аннотация:** Земельные участки на Луне можно приобрести всего по 2,5\$ за сотку

**Ключевые слова:** Лендлорд, лунная конституция, Lunar Companies

**Актуальность:** По сравнению с прошлыми столетиями, сегодня наука движется “со скоростью света”. Каждый день появляется все больше и больше тенденций внедрения различных технологий, что обеспечивает невероятный технологический прогресс. И, многие фантастические предложения в будущем вполне могут стать реальностью, в которой живем мы сейчас. Например, те, кто вложил свои средства в криптовалюту в самом начале её развития, обеспечил себе целое состояние. Так почему не задуматься о том, чтобы приобрести недвижимость на Луне? Как это вообще можно представить себе? Именно на эти вопросы и пытается ответить автор данной статьи.

**Цель:** Изучение перспектив развития недвижимости, приобретаемой на Луне и соответствующей нормативно правовой базы

История о том, как в 1980-м году американец Деннис Хоуп, воспользовавшись своей смекалкой и “дырой” в законах, смело объявил себя собственником земель на Луне.

Появившийся в 1967 году «Договор о принципах деятельности государств по исследованию и использованию космического пространства, включая Луну и другие небесные тела», который был подписан 222 государствами, внезапно дал обнаружить в себе уязвимость. В статье 2 было сказано, что «Космическое пространство, включая Луну и другие небесные тела, не подлежит национальному присвоению ни путем провозглашения на них суверенитета, ни путем использования или оккупации, ни любыми другими средствами». Кратко говоря, ни одно из государств-подписантов не может заявить о своих правах на инопланетную территорию. Однако о частной или коллективной собственности в договоре не было ничего сказано. Изучив различные территориальные законодательства, Хоуп обнаружил, что по крайней мере 122 государства, в том числе и США, гражданином которых он является, разрешают людям присваивать, предварительно поставив в известность органы власти, и использовать по своему усмотрению бесхозные территории. А поскольку территории Луны и других планет исключая Землю, были явно бесхозными, то в ноябре того же 1980 года Хоуп составил бумагу, в которой заявил следующее:

*«Декларация собственности».*

*...Я, мистер Хоуп, 22 ноября 1980 года довожу до сведения всего мира, что принимаю собственность над Луной. Также я извещаю все человечество, что заявляю о своих правах собственности на все известные на сегодняшний день восемь планет и их спутники. Эти планеты известны человечеству как: Меркурий, Венера, Марс, Юпитер, Сатурн, Уран, Нептун и Плутон соответственно*

Хоуп отправил данную декларацию не только в ООН, но и в ряд других стран, от которых так и не получил ответа на протяжении уже 40 лет. Теоретически, ответом на данное заявление мог бы стать какой-нибудь закон «о совместной деятельности государств, в соответствии с которым, инопланетные земли признавались бы собственностью человечества». Однако приняли и подписали данную декларацию лишь 17 стран, среди которых нет США и Российской Федерации. Тем не менее, это не





остановило Хоупа. Теперь же, любой житель планеты, в том числе жители России могут позволить себе купить некоторый участок на спутнике Земли. Для этого не обязательно связываться напрямую с Хоупом, а достаточно всего лишь обратиться в лунную компанию (LunarRegistry или LunarEmbassy т.к именно они озаботились придать некую легитимность своей деятельности.) с предложением купить некую часть земли, получить сертификат, подтверждающий право на данную собственность, вместо с которым прилагается «лунная конституция», карта Луны, а также паспорт гражданина «межпланетной республики». После совершенной сделки, получив точные координаты приобретаемой поверхности, наши новоиспеченные лендлорды могут любоваться на купленный ими участок Луны из телескопа. Причем, за дополнительную плату можно дать название своему участку, с которым его и регистрируют. Примерный вид документации вы можете видеть на рис. 1

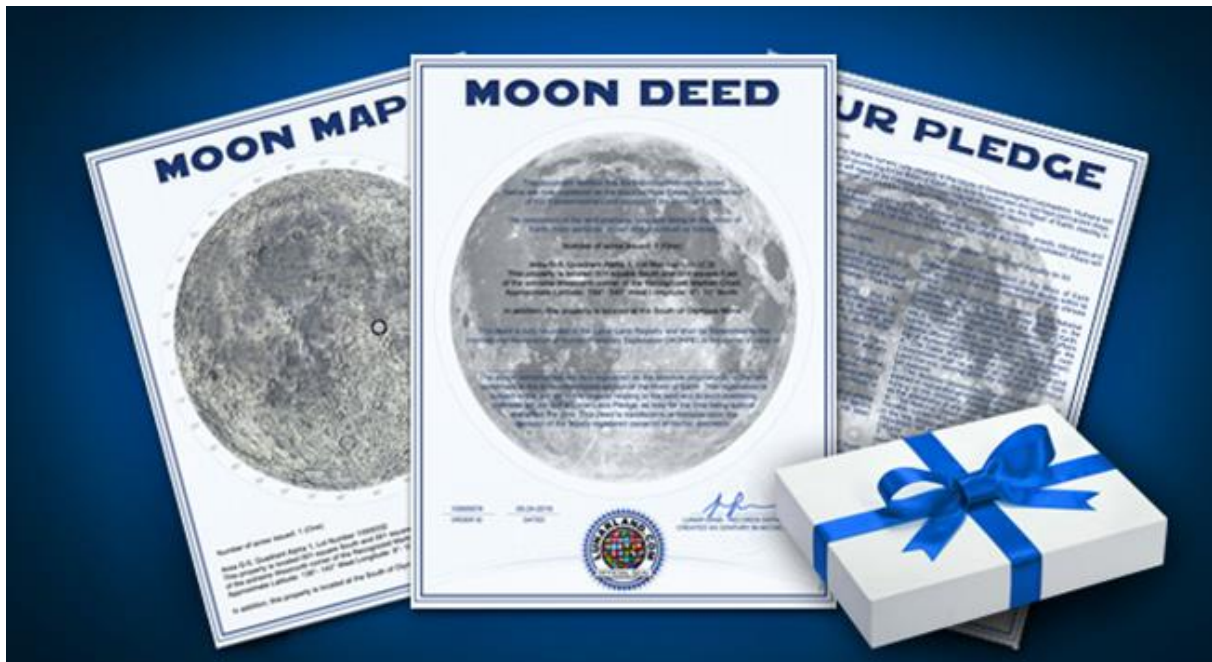


Рисунок 1. «Лунная документация»

Следующее, что может вызвать у вас много вопросов-это стоимость покупаемых «лунных участков». Участки на луне считаются в **акрах**. Цены на них довольно сильно различаются. За 1890 рублей предлагается акр недалеко от побережья Моря Спокойствия. За 2900 рублей можно приобрести земли рядом с кратером Кампан. Есть предложения и дороже. К примеру, в международном каталоге USHAO.US можно приобрести участок за 3900 рублей, поблизости кратера Гассенди. На сайте **LUNAR REGISTRY** стоимость цен на один акр составляет от **28\$ до 129\$**, а в **LUNAR EMBASSY** от **25\$** за 40 соток. Данные цены объясняются потенциальной полезностью при освоении Луны.

К чему всё это? Может ли обычный землянин претендовать на инопланетную собственность? Поможет ли освоение Луны в будущем обеспечить тем самым «лендлордам» (землевладельцам, которых насчитывается уже около 5 млн, среди которых есть знаменитости и политики) невероятно-высокую стоимость «лунных» участков? Как всё это будет происходить? – Никто этого не знает.

Многие могут сказать, что есть Договор о космосе, который гласит, что **космос - достояние всего человечества, и ни один объект не может быть присвоен человеком**. Все эти сертификаты - лишь красивые бумажки, которые ничего не стоят.



Ни одно государство не поддержит ваши претензии на космический объект, и ни один суд вам не поможет. На мой взгляд, ответ один-всё это факты, которые нельзя ни опровергнуть, ни оправдать. На них ещё нет точного ответа у человечества. Поэтому остаётся только ждать. Факт того, что вложив свои средства в «лунные участки», можно обеспечить в будущем себе целое состояние (а то и два)- вполне реально, хоть и является сейчас довольно фантастической идеей, но на данный момент никто вам этого не гарантирует. Верить всему этому или нет-ваш личный выбор.

Но всё же частная собственность в космосе есть. Если вы запустите объект в космос, то станете единоправным его владельцем, как например запуск Tesla Roadster, запущенный на орбиту земли Илоном Маском. Этим объектом может быть что угодно - от спутника до космического отеля для туристов.

### **Литература**

1. Комсомольская правда/ Новости 24/ Участки на Луне: можно ли разбогатеть, купив себе космическую недвижимость//Валерий Чумаков. Режим доступа: <https://www.stav.kp.ru/daily/26795.3/3828751/>

2. РИА Новости / Сколько стоит участок на Луне и можно ли его купить. <https://ria.ru/20120412/624083884.html>



**ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ПОИСКОВО-  
РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ЖЕЛЕЗОРУДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ  
УЗБЕКИСТАНА**

**Хайдаров Б.Х. (Ташкентский государственный технический университет имени  
И.Каримова, г.Ташкент),**

**Дониёров Т.О. (Ташкентский государственный технический университет имени  
И.Каримова, г.Ташкент),**

**Собитов Д.Р. (Ташкентский государственный технический университет имени  
И.Каримова, г.Ташкент, doniyorovtolibjon@gmail.com)**

**Аннотация.** В статье рассматриваются вопросы касательно перспектив развитие в Узбекистане геофизических поисково-разведочных работ и пространственного расположения возможных железорудных месторождений.

**Ключевые слова.** Железорудное сырьё, магнитные аномалии, железорудное пояс, тектономагматическое районирование, глубинные разрез, магнитная восприимчивость, избыточная плотность.

До приобретения независимости промышленность Узбекистана ориентировалось на привозное сырьё и полуфабрикаты из других регионов содружества. Ныне такой подход является малоэффективным и весьма высоко затратным. Поэтому стал вопрос об отказе от заводимого железорудного сырья, а также используемого ранее металлолома, выявления (обнаружения) и оценки запасов местных железных руд, пригодных для использования на металлургических производствах, оценки их качества и возможности широкого промышленного применения.[3]

Геофизиками с помощью магнитометрических методов обнаружен ряд магнитных аномалий разной интенсивности, в т.ч. и слабых (СМА), связанных с железорудными объектами. Так, выявлены перспективные месторождения Кумышкан, Сюрената и др., участки с железорудной минерализацией – Южный, Западный, Восточный, Дальний, Ляйлякхона и Сюрената и др. Особое внимание геологов должно быть приковано к так называемому «магнитному поясу», где возможно обнаружение как новых объектов различной глубины залегания, так и оценка, и переоценка запасов и качества уже обнаруженных железных руд. Попытка объяснения металлогении палеозоя Приаралья (включая Кызылкумы) роднить ее, с одной стороны, с металлогенией Урала, а с другой - горного Тянь-Шаня, привела В.Г.Гарьковца (1964 г.) к возобновлению идей о связи Тянь-Шаня с Уралом и к представлению о едином Большом Тянь-Шане, простирающемся под чехлом мезо- кайнозойских отложений в полном объеме. Вплоть до Аральского моря, где по другую сторону Урало-Тяньшаньского сдвига структурные элементы меняют ориентировку с северо-западной на меридиальную Уральскую. Схема соотношения структур Урала и Тянь-Шаня - в основе геологического районирования территории Узбекистана и с о предельных районов [1].

Согласно существующим в настоящее время представлений о тектономагматическом районировании территории Узбекистана северо-восточная половина площади Нураты входит в состав Бельтау-Кураминской зоны южная часть которой характеризуется сложным интенсивным магнитным полем и выделяется как «магнетитовый интрузивный пояс» (В.Г.Гарьковец. Н.Б.Вольфсон. АТ.Хваловский



1967) с юга граница «магнетитового пояса» совпадает с глубинным разломом, который служит границей раздела складчатых систем Среднего и Южного Тянь-Шаня [1].

Зона разлома различными исследователями проводилась различно это объясняется, по-видимому, тем, что в районе исследований разлом делится на две части. На юго-востоке участка разлом прослеживается в виде единой зоны которая при дальнейшем продлении на северо-запад разделяется на две ветви. Расстояние между ветвями разлома непостоянное и изменяется от первых метров на юго-востоке до 20 км (на крайнем северо-западе площади) [3].

Разлом и «пояс», четко выделяется по аэромагнитным, данным (Котляровский, Кремнев, 1961-1985), трассируясь серией локальных положительных магнитных аномалий, которые вызваны внедрением в зону разлома ультраосновных пород [2].

Аэромагнитными исследованиями в юго-восточной части Магнетитового пояса (Котляревский, Кремнёв, 1973) выделены несколько перспективных аномальных участков. Аномалия Узункудук вызвана телом изометричной формы (близко к сфере) с радиусом 175 м, глубина до центра 400 м, интенсивность намагниченности 700 - 1000 - 10<sup>-5</sup> ед. СИ. По гравиметрии те же параметры и избыточная плотность 0,8 г/см<sup>3</sup>. Это железорудная природа. Эффективная намагниченность  $J_{эфф} = 1000 \cdot 10^{-5}$  ед. СИ и плотность 3,5 г/см<sup>3</sup> характерны для рудных тел, встречающихся в пределах магнетитового пояса на Урале и его восточном продолжении в Чокодамбулаке. Приближенная оценка запасов железа по двум независимым расчетам — 268 и 192 млн.т.[2].

На другом аномальном участке Тузкан тело, вызвавшее магнитную аномалию также близко к шару с радиусом не более 250 м, с глубиной до центра 700-1000 м и интенсивностью намагниченности около 1000 - 10<sup>-5</sup> ед. СИ. В пределах Магнетитового пояса выделены несколько месторождений и рудопроявлений железа[3].

**Месторождение Темиркан** располагается в пределах горстового поднятия, представляющего моноклиналь, ограничено с юга и севера разломами. Железорудные тела размещаются в отложениях чимкурганской свиты среднедевонского возраста, разбуренной до глубины 850 м без вскрытия контакта с подстилающими породами. Генезис оруденения определен как вулканогенно-осадочный. Источником железа являются субмаринные вулканические термальные растворы, которые просачиваются по трещинам на дно бассейна со сложным рельефом. Перенос железа осуществлялся в закисной форме. Взаимодействие с морской водой способствовало окислению и образованию труднорастворимой взвеси гидроокислов железа, накопившихся в западинах дна. Свежевыпавший коллоидный железистый осадок в раннем диагенезе преобразовался в гематит. В участках морского бассейна, где существовала восстановительная среда за счет просачивания сероводородных эксгаляций, в осадок выпадали магнетит и сульфиды железа. В дальнейшем первичный осадок претерпел значительную минеральную трансформацию процессами диагенеза, метасоматоза, метаморфизма. Основная масса рудного вещества накапливалась в периоды покоя активного вулканизма, когда формировались осадочные породы [1].

В качестве потенциальных объектов промышленного освоения в ближайшие годы могут формироваться осадочные руды железа (гётит-гидрогётит-гидрогематитовый (бурожелезняковый) ГПТ в осадочных породах мезозоя осадочной прибрежно-морской генетической группы), прослеженные в мезозой-кайнозойских толщах Приаралья, Южного Узбекистана и Центральных Кызылкумов. Необходимость вовлечения их в производство диктуется острым дефицитом железорудного сырья,



пригодного для малообъемной отработки - с достаточно благоприятными инфраструктурными условиями расположения, дешевыми способами добычи и обогащения руд. Оптимальным вариантом в этом плане являются **осадочные руды железа центральной части хр. Кульджуктау**, охватывающие территорию южных предгорий, где широко развиты меловые отложения. В результате обследования (Л.М.Крикунова, Ю.Ф.Баскаков, В.Н.Харин и др.) на площади между саями Актосты и Каттасаем (кол. Учкудук, Аягжумды, Таш куду к, Шурук) по обрамлению гор Кульджуктау, особенно в восточной части, выявлены разобщенные коренные выходы бурожелезняковых руд двух типов. В нижней части разреза в пестроцветных тонкослоистых глинах обнаружены с поверхности крупные концентрически-зональные, скорлуповатые макроконкреции и их скопления, составляющие от 10 до 25 % от объема продуктивного горизонта, содержания трехоксида железа в среднем 42,03-48,5 %. Гипсометрический выше залегает еще один рудоносный горизонт в виде линзовидных прослоев песчаников и гравелитов, на железистом цементе, вероятно на контакте верхнеаптских и альбских отложений. Среднее содержание трехоксида железа 18-20 %. Отметим, что на участке Шурук 1 в этом горизонте обнажается линза гравийно-песчанистого состава с существенно марганцевым (псиломелан) цементом, с содержанием марганца 6-13,5 % [1].

Пологое залегание рудоносных горизонтов, рыхлая консистенция рудовмещающих пород, близость асфальтового шоссе и ЛЭП являются благоприятными предпосылками для оперативной разведки и освоения этих объектов. Ожидаемые запасы железа превышают 6 млн. т (среднее содержание  $Fe_2O_3$  в горной массе 25, в рудах 40-50 %), что на десятилетия может обеспечить цементные заводы на прилегающих территориях.

Таким образом, в пределах Узбекистанской части Магнетитового пояса с востока на запад уже обнаружены железорудные проявления и месторождения Сюреньата, Минбулак, Темиркан, Чимкуртан, Учкудук, Тузкан, Кульджуктау, Султануиздаг и др. В перспективе проведение детальных поисковых работ на магнитных аномалиях пояса позволит расширить ареал железорудных проявлений и существенно пополнит минерально-сырьевую базу Узбекистана [2].

Совместная деятельность геологов, горняков, металлургов должна привести к тому, чтобы железорудные объекты магнетитового пояса стали рентабельной составляющей экономики Республики Узбекистан.

## **Литература**

1. Джабаров Р.А., Кремнев И.Г. Геолого-геофизические основы прогноза и поисков железных руд на месторождении Сюреньата // Сборник материалов. - Т: ГП «НИИМР», 2007. с 200-203.
2. Кремнев И.Г., Граменицкий Д.М. Геолого-геохимические и геофизические методы при прогнозе рудных полезных ископаемых // Тез. Междунар. науч.-практ. конф. - Т.: ГП «НИИМР», 2010. с 160-165.
3. Кремнев И.Г., Антонец А.Г., Хайдаров Б.Х. О перспективах развития геофизических исследований в Узбекистане. ГП «Институт минеральных ресурсов» «Интеграция науки и практики как механизм эффективного развития геологической отрасли Республики Узбекистан». Ташкент 2018. с 239-242.



## **ВОЗМОЖНОСТЬ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАЛИЧИЯ ПОЛОЖЕНИЯ КРИСТАЛЛОВ В ПОРОДЕ ПРИ ПОМОЩИ ГЕОРАДАРА ПОД ДЕЙСТВИЕМ ФОНОВОГО ПОЛЯ**

**САВВАТЕЕВ Я.В.** (*Институт Физики Земли РАН им. О.Ю. Шмидта, г. Москва, Россия, savvateevyar@gmail.com*)

**КОРНИЛОВ Б.А.** (*Научно-технический кооператив «Диоген», г. Москва, Россия, ntkdiogen48@mail.ru*)

**ИЛЯХИН С.В.** (*РГГРУ им. С. Орджоникидзе, г. Москва, Россия, isv11@mail.ru*)

**Аннотация:** при проведении георадиолокационного зондирования для уточнения положения локальных объектов применяются различные операции обработки полученного сигнала. В статье показана возможность повлиять на качество полученных данных в процессе проведения полевых работ, одновременно с проведением георадиолокационного зондирования применяя фоновое поле (поле подсветки). Приведен результат действия фонового поля при георадиолокационном зондировании на модели, имитирующей поиск месторождений кристаллосырья, часто представленными отдельно залегающими кристаллами в породе.

**Ключевые слова:** георадиолокационное зондирование, дифракция радиоволн, операция деконволюции; фоновое поле; разрешающая способность.

При проведении георадиолокационного зондирования для уточнения положения локальных объектов применяются различные операции обработки полученного сигнала, делается это после проведения полевых работ, на этапе подготовки и интерпретации полученных данных. После серии экспериментов показана возможность повлиять на качество полученных данных в процессе проведения полевых работ, одновременно с проведением георадиолокационного зондирования применяя фоновое поле (поле подсветки), получая на отраженной волновой картине прогиб осей синфазности над положением искомого объекта. Также обоснована теоретическая возможность способа взаимодействия фонового поля на полученную волновую картину георадара, позволив «собрать» результирующую радарограмму. Подобное действие фонового поля аналогично аппаратному аналогу операции деконволюции, часто применяемой при обработке полученного отраженного сигнала при изучении волновых полей в сейсморазведке и георадиолокации. Приведен результат действия фонового поля при георадиолокационном зондировании на модели, имитирующей поиск месторождений кристаллосырья, часто представленными отдельно залегающими кристаллами в породе.

Георадар с центральной частотой 1 ГГц применялся для определения положения кристалла берилла в породе. Исходный кристалл размером 3 на 5 см был погружен в емкость с песком, по которой была проведена сеть профилей георадиолокации. Первоначально зондирование было проведено над емкостью с песком без действия фонового поля, в стандартном режиме (рисунок 1). Далее был проведен ряд измерений под действием фонового поля (поля подсветки). Характеристикой получения полезного сигнала являлось наличие гиперболы дифракции [3] над положением в емкости исследуемого кристалла. Под действием фонового поля отмечается появление небольшого изгиба осей синфазности [4] над положением искомого объекта (рисунок 2). Наблюдаемый прогиб оси синфазности над местом положения кристалла в песке имеет не отчетливо выраженный характер, поэтому для проверки наличия сигнала полученные трассы были обработаны при помощи операции свёртки в программном пакете «Matlab» для проверки времени вступления сигнала.



Для оптимального обратного фильтра сжатия желаемым результатом фильтрации является предельно короткий импульс – дельта функция:  $g(t) = \delta(t)$  [1, 2].

В результате, из уравнения Винера – Колмогорова

$$\int_{-\infty}^{\infty} h(\tau)b_y(\theta - \tau)d\tau = r_{gy}(\theta) \quad (1)$$

$h(\tau)b_y(\theta - \tau)d\tau = r_{gy}(\theta)$ , где  $h(\tau)$  – оператор фильтра,  $b_y(\theta)$  – автокорреляционная функция исходной трассы,  $r_{gy}(\theta)$  – взаимокорреляционная функция заданного импульса и исходной трассы. Учитывая независимость сигнала и помехи, и нулевое математическое ожидание последней, получаем

$$r_{g,y}(\theta) = r \delta_y(\theta) = r \delta_f(\theta) = \delta(t)*f(-t) = f(-t) \quad (2)$$

Аналогично действию операции деконволюции, действие поля подсветки повышает временную разрешенность записи. Важным условием эффективности обратной фильтрации является присутствие в спектре полезных волн достаточно интенсивных высокочастотных составляющих. Определяя полученный спектр сигнала при стандартных условиях, и под действием фонового поля (поля подсветки), можем сделать вывод о том, что под действием фонового поля в спектре наблюдается появление пика с более высокочастотной составляющей, при максимуме спектральной плотности полезного сигнала в 0.65 ГГц справа на диаграмме появляется пик в 2.132 ГГц. Эффект наложения фонового поля на отраженное поле георадара привел к аппаратному аналогу операции деконволюции с появлением высокочастотных составляющих в полученном спектре. На полученной волновой картине по прогибу осей синфазности можно отследить положение кристалла в емкости с песком, имитирующим положение кристалла в горной породе.

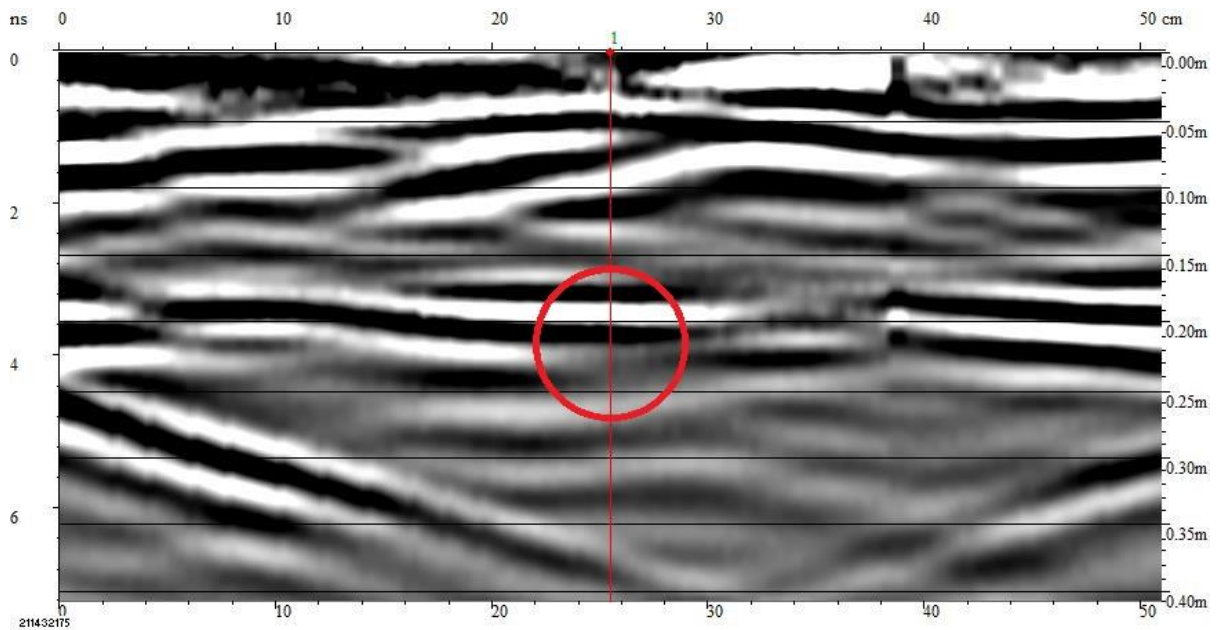
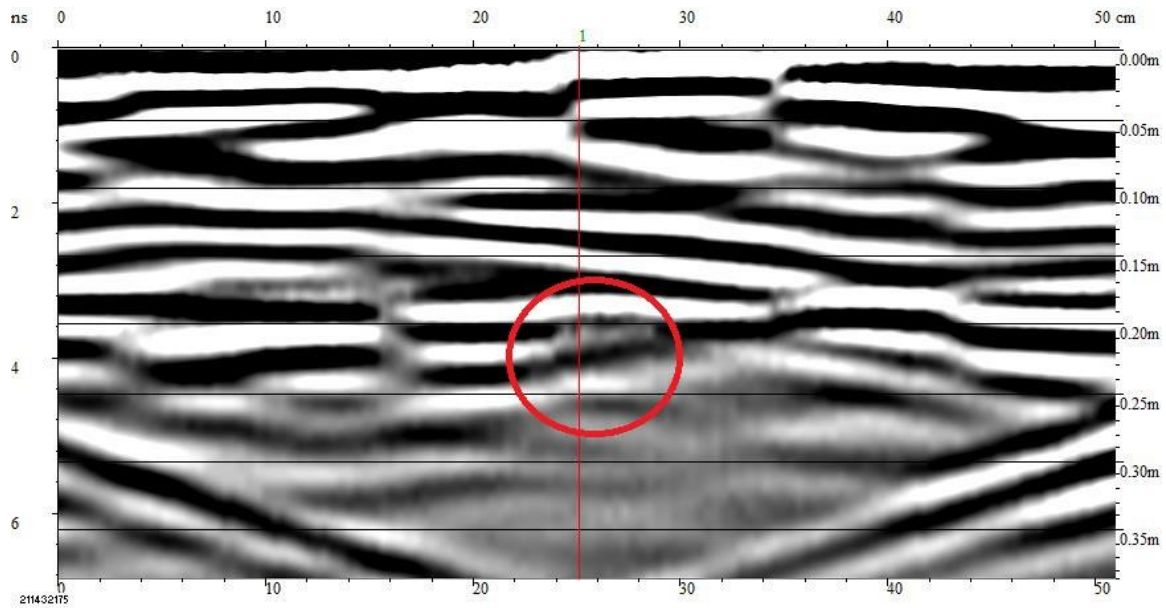


Рисунок 1. Проведение георадиолокационного зондирования в стандартных условиях (красным кругом показано положение кристалла берилла)



**Рисунок 2.** Проведение георадиолокационного зондирования под действием фонового поля (красным кругом показано положение кристалла берилла, ось синфазности прослеживается с небольшим прогибом над положением кристалла).

Результаты георадиолокационных исследований по предложенной методике применения фонового поля (поля подсветки) показали возможность определения положения кристаллов в горной породе. Под действием фонового поля, действующего одновременно с полем излучения высокочастотного георадара, произошел изгиб осей синфазности в месте наличия опытного образца кристалла. Эффект наложения фонового поля на отраженное поле георадара привел к аппаратному аналогу операции деконволюции с появлением высокочастотной составляющей в полученном спектре, позволив выявить аномалию, связанную с положением опытного образца в исходной модели залегания полезного компонента в горной породе.

### Литература

1. Владов М.Л., Старовойтов А.В., 2004. Введение в георадиолокацию. Изд-во МГУ, Москва, с. 41.
2. Владов М.Л., Старовойтов А.В., 2004. Введение в георадиолокацию. Изд-во МГУ, Москва, с. 56-57.
3. Бардин Б. В. «Способ деконволюции спектрометрической информации и обнаружения спектральных пиков». // НАУЧНОЕ ПРИБОРОСТРОЕНИЕ, 2017, том 27, № 2, с. 75–82
4. Варенков В.В., Волкомирская Л.Б., Гулевич О.А., Кривошеев Н.В., Резников А.Е., Сахтеров В.И. «О связи крутизны фронта зондирующего электромагнитного импульса в среде с поглощением и дисперсией эффективности обнаружения аномалий диэлектрической проницаемости» Инженерный вестник Дона, №4, 2018





## МОДЕЛЬ ОПТИМАЛЬНОГО ОВЕРБУКИНГА ПРИ ПРОДАЖЕ БИЛЕТОВ АВИАКОМПАНИИ

Афанасьева Н.О. (МГРИ, naduwka9808@mail.ru)

### Аннотация

Данное исследование было выполнено в ходе занятий по дисциплине «Теория управления». При этом преследовались следующие цели:

- Повысить эффективность усвоения материала путем постановки и решения практической задачи.
- Дать количественный результат, так чтобы задача не давала отрицательных подсчетов.

В ходе исследования был разработан метод подсчета оптимизации объема овербукинга авиакомпанией и оценки итоговой выручки. Данный метод может быть использован для решения подобных задач применительно к процессу овербукинга в авиационных пассажирских компаниях. В качестве исходных данных использовались данные компании «Аэрофлот». Результаты расчетов позволили увидеть адекватное количество дополнительных билетов для продажи.

Ответственный исполнитель: Афанасьева Надежда Олеговна  
Руководитель: Поляков Владимир Михайлович

### Ключевые слова

*Овербукинг* – это ситуация, когда авиакомпания продала больше билетов, чем есть мест в самолете, в расчете на то, что некоторые из пассажиров по разным причинам не полетят.

*Нормальное распределение, также называемое распределением Гаусса или Гаусса — Лапласа* — распределение вероятностей, которое в одномерном случае задаётся функцией плотности вероятности, совпадающей с функцией Гаусса.

### 1. Постановка задачи

Самолет размещает 150 пассажиров для перелета. Как показала статистика, в большинстве случаев на посадку из 150 человек является 129, т.е. 14% не является на посадку. Рассчитать, при данных условиях, сколько билетов авиакомпания может продать дополнительно? Если стоимость билета до Краснодара 4500, до Владивостока 12000. Штраф за овербукинг от суммы билета 70%.  $2\sigma = 21$ , количество явившихся пассажиров распределено по нормальному закону.

### 2. Теория и алгоритм решение задачи

Непрерывная случайная величина  $x$  - количество явившихся пассажиров, распределённая по нормальному закону, имеет функцию плотности

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}},$$



где  $\mu$  - математическое ожидание (среднее количество явившихся на рейс),  $\sigma$  - среднее квадратичное отклонение, из условия задачи мы можем найти, т.е.

$$\sigma = \frac{21}{2} = 10,5. \text{ Отсюда:}$$

$$f(x) = \frac{1}{10,5 \cdot \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-129)^2}{2 \cdot 10,5^2}}.$$

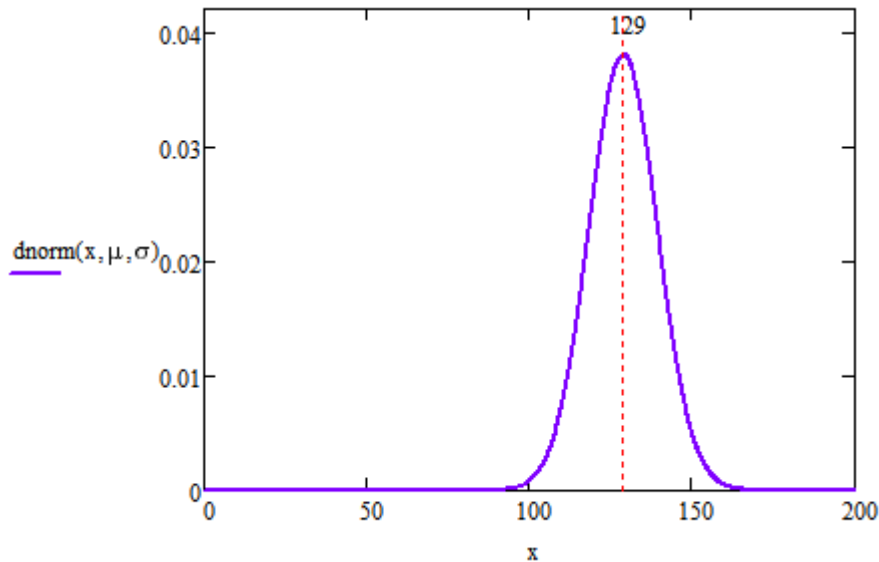


Рисунок 1. Плотность вероятности распределения

Составим математическую модель овербукинга.

Пусть  $c$  – цена билета,  $h$  – общее количество человек явившихся на рейс,  $s$  – штраф в случае  $h > 150$ ,  $od$  – количество проданных дополнительных билетов,  $F$  – количество выручки (при  $h \leq 150$ ),  $G$  – количество выручки (при  $h > 150$ ).

Итак, вероятное количество явившихся людей без дополнительных билетов:

$$\int_0^{150} x \cdot f(x) dx.$$

Вероятное количество явившихся человек, которые купили дополнительные билеты:

$$\int_0^{od+150} od \cdot f(x) dx.$$

Общее количество человек явившихся на рейс:

$$h = \int_0^{150} x \cdot f(x) dx + \int_0^{od+150} od \cdot f(x) dx.$$

Теперь найдем  $F$  и  $G$ :

$$F = c \cdot \int_0^{150} x \cdot f(x) dx + c \cdot \int_0^{od+150} od \cdot f(x) dx$$

$$G = c \cdot \int_0^{150} x \cdot f(x) dx + c \cdot \int_0^{od+150} od \cdot f(x) dx + s \cdot \int_0^{150} (150 - h) dx$$

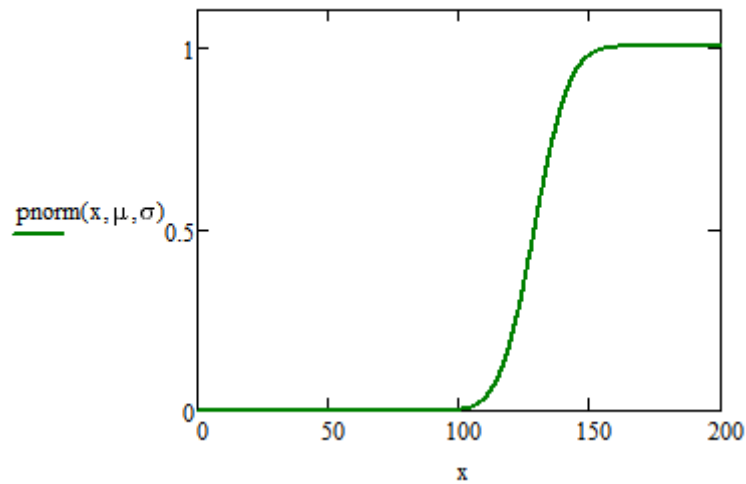


Рисунок 2. Нормальная функция распределения

Функция распределения (cumulative probability) — это вероятность того, что случайная величина примет значение, меньшее или равное  $x$ . Как следует из математического смысла, она является интегралом от плотности вероятности в пределах от  $-\infty$  до  $x$ . В нашем случае от 0 до 150.

### 3. Программа и результаты решения

При  $od = 26$ :

$od := 26$

$$h := \int_0^{150} x \cdot f(x) dx + \int_0^{od+150} od \cdot f(x) dx$$

$h = 151.498$

Given

$h > 150$

Maximize( $G, od$ ) = 26

$$G(x) := c \cdot \int_0^{150} x \cdot f(x) dx + c \left( \int_0^{od+150} od \cdot f(x) dx \right) + s \cdot \int_0^{150} (150 - h) dx \rightarrow -26171.194271718030113$$

При  $od = 25$ :



$$od := 25$$

$$h := \int_0^{150} x \cdot f(x) dx + \int_0^{od+150} od \cdot f(x) dx$$

$$h = 150.498$$

Given

$$h > 150$$

$$\text{Maximize}(G, od) = 25$$

$$G(x) := c \cdot \int_0^{150} x \cdot f(x) dx + c \left( \int_0^{od+150} od \cdot f(x) dx \right) + s \cdot \int_0^{150} (150 - h) dx \rightarrow 441851.70001304628395$$

При  $od = 24$ :

$$od := 24$$

$$h := \int_0^{150} x \cdot f(x) dx + \int_0^{od+150} od \cdot f(x) dx$$

$$h = 149.498$$

Given

$$h \leq 150$$

$$\text{Maximize}(F, od) = 24$$

$$F(x) := \left[ c \cdot \int_0^{150} x \cdot f(x) dx + c \left( \int_0^{od+150} od \cdot f(x) dx \right) \right] \rightarrow 672741.49161028779048$$

Как мы видим из примеров работы программы лучшее количество дополнительных билетов без финансовых потерь это 24 билета. Задача выполнена при стоимости 4500 руб. Аналогична задача с 12000 рублей и тем же логичным ответом в 24 билета.

## Литература

1. Ширяев В.И. Исследование операций и численные методы оптимизации.- 5-е изд. // КомКнига. 2017. С. 216
2. Сухарев А.Г., Тимохов А.В., Федоров В.В. Курс методов оптимизации, 2-е изд. // Физматлит. 2008. С. 368
3. Босс В. Лекции по математике. Том 7: Оптимизация: учебное пособие. // ЛЕНАНД. 2015. С.216



## МОДЕЛИРОВАНИЕ КАТАГЕНЕТИЧЕСКОГО ПРЕОБРАЗОВАНИЯ НЕФТЕГАЗМАТЕРИНСКИХ ТОЛЩ НА ОСНОВЕ СТАТИСТИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПИРОЛИТИЧЕСКИХ РЕЗУЛЬТАТОВ (ЮЖНОЕ ПРЕДУРАЛЬЕ)

*Бондарев А.В. (Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, jcomtess@yandex.ru),  
Баршин А.В. (Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, jcomtess@yandex.ru),  
Данцова К.И. (Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, jcomtess@yandex.ru),  
Минлигалиева Л.И. (Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, jcomtess@yandex.ru)*

### Аннотация

Представлен результат статистического изучения органического вещества в рассматриваемых материнских толщах южного Предуралья. Результаты позволят внести вклад в единую картину формирования скоплений нефти и газа, а также оценить влияние предполагаемых источников углеводородов в регионе.

**Ключевые слова:** Предуральский краевой прогиб, геохимия органического вещества, бассейновое моделирование, статистика, Rock-eval, силурийская система

Из результирующих параметров анализа Rock-eval для статистического исследования были взяты значения ТОС, % и НІ, мгУВ/гОВ, а также эти же показатели пересчитанные на начальное состояние материнской породы. Всего рассматривалось 115 образцов. После отсеивания некондиционных значений и пересчета на начальное состояние ОВ в материнской породе осталось 95 значений. Эти значения были сгруппированы в 7 групп, по которым построены гистограммы распределения и кумулятивные кривые. Итоговые гистограммы распределения и кумулятивные кривые показаны на рисунках 1 и 2.

Отсутствие нормального распределения, по-видимому, связано с малым количеством образцов, неравномерностью выборки и пр. Исходя из полученных гистограмм, были найдены значения 1-го, 5-го и 9-го децилей распределений для обоих параметров соответствующих пессимистичной, реалистичной и оптимистичной оценке. Именно эти значения ТОС и НІ были взяты для последующего моделирования силурийских материнских толщ.

Низкие значения водородного индекса, которые определяют кероген, как II-го типа, говорят о малой генерации углеводородов нефтяного ряда. Основной генерационный потенциал этих пород — газовый.

Ввиду отсутствия модели кинетических преобразований, была использована стандартная модель Perreg and Corvi (1995) ПН-DE (D и E органофации по классификации французского института нефти). Подошва силурийской системы в пределах Предуральского прогиба не вскрыта скважинами, и в целом неясно взаимозалегание с ордовиком то мощность силурийской толщи была условно принята за 500 м. (по полевым наблюдениям). Такое допущение, наравне с допущением о фациальной однородности, ограничивает использование модели катагенетической зрелости качественным уровнем, лишая нас количественного уровня оценки влияния на нефтегазоносность.

При заданных P10, P50, P90 объемы генерации углеводородов из силурийских пород достигают 301, 2052 и 5720 млрд.м<sup>3</sup> соответственно, а объемы эмиграции из НГМТ достигают 267, 1960, 5514 млрд.м<sup>3</sup>. Такие количества сгенерированных и



эмигрированных углеводородов сопоставимо с вышележащими комплексами и, в случае верности сделанных предположений, оказывают существенное влияние на весь углеводородный потенциал региона.

Если анализировать миграционные процессы и аккумуляцию углеводородов, то уже в случае реалистичной оценки (P50) большая часть южных месторождений (Оренбургское НГКМ в том числе) имеют в своем составе силурийский газ. Причем протяженность латеральной миграции достигает 100 км и более.

Для однозначного заключения о способности силурийских пород генерировать углеводороды в масштабах целого региона, мало данных с одного выхода коренных пород. Изменчивость в палеоклимате, фациях и прочем могут ограничивать силурийские материнские породы в небольшом по площади регионе. Однако, если полученные в результате исследований геохимические параметры имеют сколь-нибудь серьезное площадное распространение — то влиянием силурийских НГМТ нельзя пренебрегать из-за их превосходных показателей.

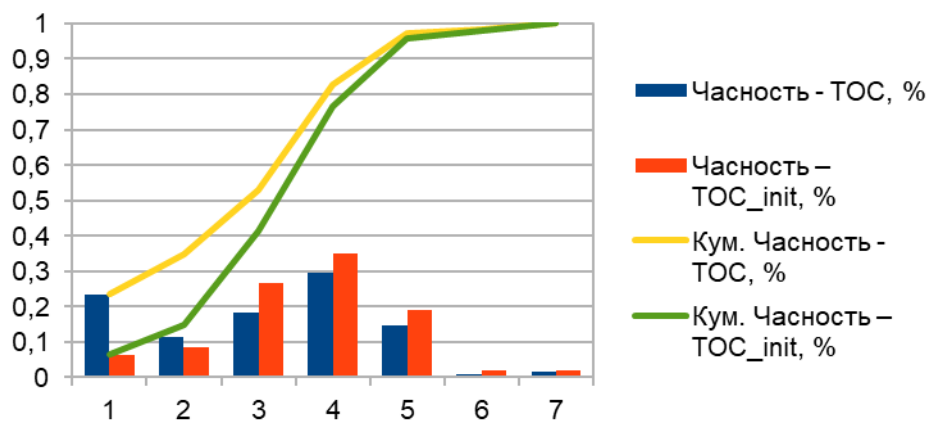


Рисунок 1. Гистограммы распределения и кумулятивные кривые содержания органического углерода, ТОС, %

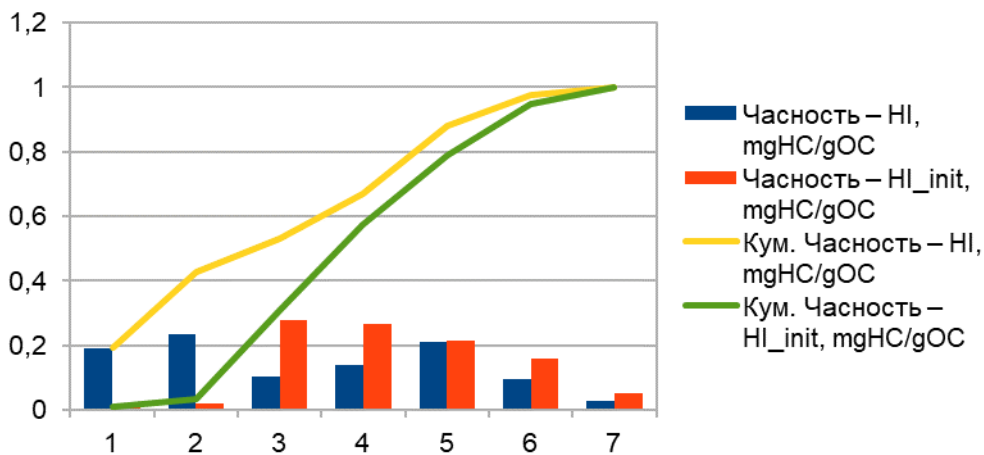


Рисунок 2. Гистограммы распределения и кумулятивные кривые водородного индекса, HI, мгУВ/гОВ

### Литература

1. Монакова А.С. - диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук, на тему «Условия формирования, размещения и перспективы поисков скоплений углеводородов в палеозойском комплексе юга Предуралья прогиба и зоны передовых складок юго-западного Урала», г. Москва. 2019г.



## РАСПОЗНАВАНИЕ ОТРАЖАЮЩИХ ГОРИЗОНТОВ С ПОМОЩЬЮ СВЕРТОЧНОЙ НЕЙРОННОЙ СЕТИ

*Грибуль А.Э. \* (МГРИ, GribulAE@gmail.com),  
Рыжов В.Л. (МГРИ, Vladislavrzhv@gmail.com),  
Ненюкова А.И. (МГРИ, NenyukovAA@yandex.ru),  
Оборнев Е.А. (МГРИ, ObornevEA@mail.ru)*

### Аннотация

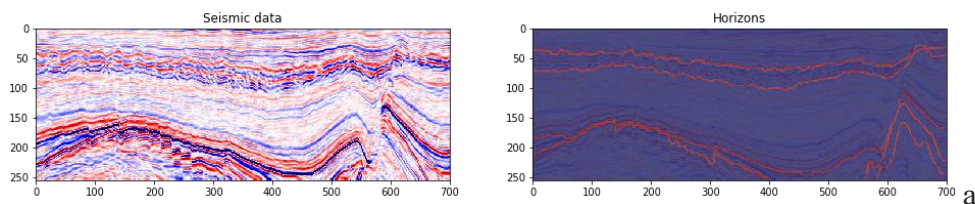
Одним из наиболее используемых методов для получения данных о геологическом строении недр является сейсморазведка. Интерпретация полученных данных в настоящее время выполняется экспертами-геофизиками в полуавтоматическом режиме с использованием специализированных программ, алгоритмы работы которых не могут работать в автоматическом режиме, а также зачастую не справляются со своими задачами на сложном подземном рельефе.

В этой работе рассматривается новый подход для решения частной задачи интерпретации сейсмических данных – распознавания отражающих горизонтов, основанный на методах глубокого обучения, который позволяет решить обозначенные выше проблемы.

**Ключевые слова:** машинное обучение, глубокое обучение, компьютерное зрение, распознавание паттернов, сейсмическая интерпретация

### Постановка задачи

Отражающие горизонты – это границы между двумя слоями породы с разными физическими свойствами. Задача состоит в том, чтобы распознать эти горизонты по всему сейсмическому кубу и выполнить задачу бинарной сегментации: является ли эта точка горизонтом или нет. Математически такая задача предстает как нахождение функции отображения  $MAP: X \rightarrow Y$ , где  $X$  – сейсмический разрез, а  $Y$  – сопоставленная ему бинарная маска принадлежности точки к отражающему горизонту (рис. 1).



*Рисунок 1. Задача состоит в нахождении функции отображения сейсмических данных, изображенных слева, в сейсмические горизонты, изображенные справа. (Для наглядности, изображение бинарной маски наложено на сейсмические данные)*

В настоящее время задача поиска отражающих горизонтов решается с помощью классических методов компьютерного зрения, которые требуют предварительной маркировки каждого нового сейсмического куба и часто не работают на сложном подземном рельефе. В отличие от классических методов корреляции определенного отражающего горизонта, мы поставили задачу найти все наиболее вероятные сейсмические горизонты на всем сейсмическом разрезе.

В настоящее время задача распознавания отражающих горизонтов ставится как прослеживание какого-либо конкретного отражающего горизонта, выделяемого специалистом-геофизиком, на протяжении всего сейсмического куба или отдельного разреза. В целях автоматизации, задача была поставлена иначе: распознать наиболее



вероятные отражающие горизонты в автоматическом режиме. Такая постановка задачи позволяет избежать влияния субъективной оценки эксперта, а также выполнять интерпретацию в полностью автоматическом режиме, оставляя за экспертом лишь функцию проверки результатов и их корректировки при необходимости.

### Исходные данные

Для обучения и валидации (проверки) модели был использован реальный набор сейсмических данных Netherlands F3 [1], содержащий сейсмический куб измерений в виде временного псевдоразреза и соответствующий результат интерпретации в виде глубинного сейсмического разреза с выделенными фациями. Сейсмические фации - это геологические слои или тела (линзы) между двумя отражающими горизонтами. Интерпретация получена в результате решения обратной задачи экспертами-геофизиками и использовалась в работе как эталонное решение.

### Подготовка и аугментация данных

При подготовке данных для обучения модели, во-первых, выполнялась трансформация из глубинного разреза с сейсмическими фациями в разрез с отражающими горизонтами (рис. 2). Исходя из образа сейсмического фациального разреза невозможно точно определить, в какой точке находится отражающий горизонт, поэтому поставленная задача формулируется в вероятностном виде, т.е. вначале необходимо сегментировать некоторую область в образе, в которой наиболее вероятно нахождение отражающего горизонта. Вторая важная задача была связана с выбором оптимальной толщины границ отражающих горизонтов, которая решалась в результате экспериментов при тренировке модели на основе значений выбранной метрики.

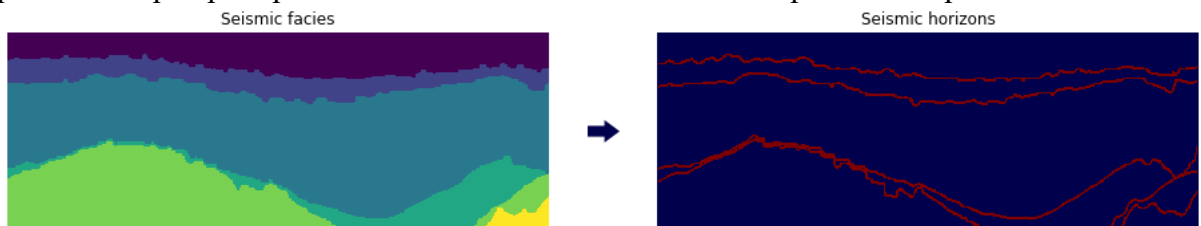


Рисунок 2. Трансформация между сейсмическими фациями (слева) и отражающими горизонтами (справа).

Аугментация (увеличение) обучающего набора данных помогает обучить модель с лучшей обобщаемостью (инвариантностью) к входным исходным данным, что, также, связано с ограниченностью размеченного эталонного множества. В работе использовались аугментации (рис. 3), доступные в open source библиотеке Albumentations [2]. Во время работы над увеличением обучающих данных участки сейсмического куба интерпретировались как изображения в градациях серого, однако, в отличие от стандартных задач компьютерного зрения, аугментации выбирались, основываясь на отличной от обычных изображений природы данных.

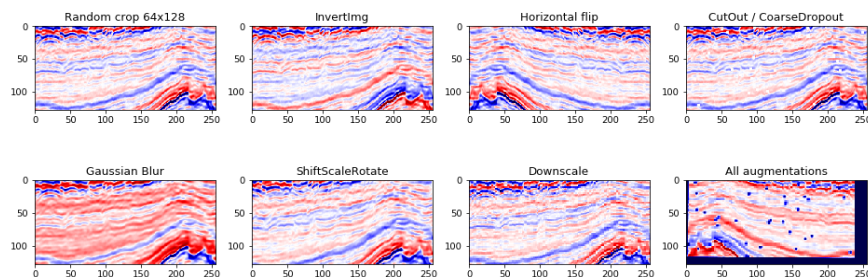


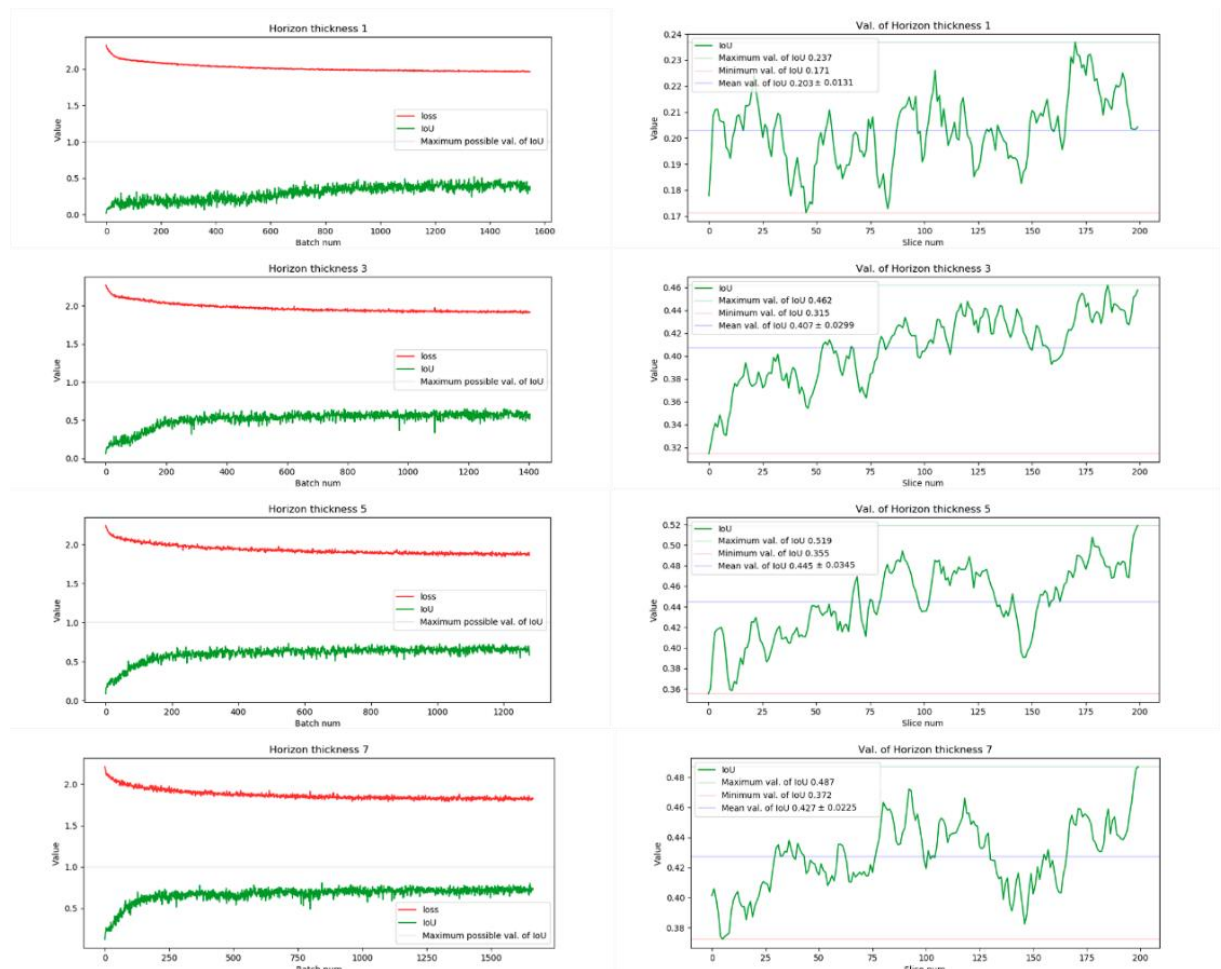
Рисунок 4. Аугментации, использованные для тренировки модели.





## Модель и обучение

В работе используется полностью сверточная (FCN) нейросетевая архитектура U-Net [3] с одним входным каналом и одним выходным каналом, которая была дополнена батч-нормализацией. Эта архитектура показывает хорошие результаты в задачах сегментации с небольшим количеством классов. Был проведен ряд экспериментов с разной толщиной горизонта, в которых было проведено обучение одной и той же модели с одинаковыми гиперпараметрами в течение 128 эпох (рис 5). Наилучшие результаты показали модели, обученные и проверенные на масках с толщиной горизонтов в 5 и 7 пикселей.



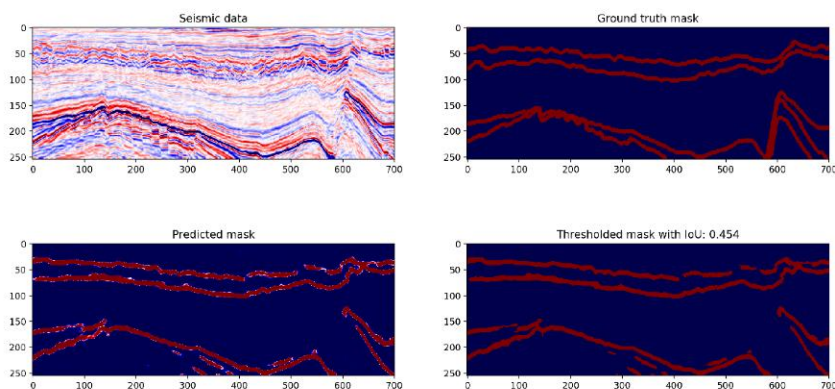
**Рисунок 5.** Результаты экспериментов по обучению модели. Слева показаны тренировочные графики, справа - валидационные графики. Зеленым цветом на графике отмечена метрика IoU [4], а красным – использованная лосс функция.

Стоит отметить, что подбор метрики для данной задачи не идеален. На метрику очень сильно оказывает влияние не совсем корректная разметка, где отражающие горизонты проведены между вертикальными геологическими телами в местах разрывных нарушений. В случае тестирования модели на небольших частях разреза можно добиться показателей метрики от 0.95 в местах наиболее четко прослеживаемых горизонтов и 0.1 в местах, где находятся разрывные нарушения. Подбор более качественной метрики для рассматриваемой задачи – одна из ключевых проблем дальнейших исследований.



### Результаты и дискуссия

Обученная модель показывает хорошие результаты в сегментации хорошо прослеживаемых глазом горизонтов, и отчасти справляется со сложным подземным рельефом, не теряя горизонт даже после его отсутствия в месте разрывных нарушений (рис. 6).



**Рисунок 6:** На верхнем левом рисунке показаны входные сейсмические данные, которые не использовались при обучении модели. В правом верхнем углу показаны отражающие горизонты, отмеченные экспертом-геофизиком. На нижних рисунках показаны прогнозы модели до и после взятия порогового значения вероятности присутствия отражающего горизонта в точке.

Однако, как и существовавшие ранее подходы, рассматриваемая в этой работе модель испытывает большие сложности в местах разрывных нарушений. Многие современные исследования [5], направлены именно на сегментацию разрывных нарушений, что потенциально может служить опорой для предложенного в этой статье подхода к сегментации отражающих горизонтов. Наравне с разработкой подходящей к задаче метрики, исследования возможностей выделения разрывных нарушений являются перспективными источниками улучшения показателей моделей выделения отражающих горизонтов.

### Литература

1. Y. Alaudah, P. Michalowicz, M. Alfarradj, and G. AlRegib. «A machine learning benchmark for facies classification». arXiv:1901.07659, 2019
2. Buslaev, A., Iglovikov, V.I., Khvedchenya, E., Parinov, A., Druzhinin, M., Kalinin, A.A. «Albumentations: Fast and Flexible Image Augmentations». Information 2020, 11, 125.
3. Ronneberger, O., Fischer, P., and Brox, T. «U-net: Convolutional networks for biomedical image segmentation», in International Conference on Medical image computing and computer-assisted intervention. Springer, 2015, pp. 234–241.
4. Hamid, R.; Nathan, T.; JunYoung, G.; Amir, S.; Ian, R.; Silvio, S. «Generalized Intersection over Union: A Metric and A Loss for Bounding Box Regression». In Proceedings of the IEEE Conference on Computer Vision and Pattern Recognition (CVPR), Long Beach, CA, USA, 16–20 June 2019; pp. 658–666
5. Egorov, D. «Automatic fault interpretation from seismic data via convolutional neural networks», Conference Proceedings, EAGE Subsurface Intelligence Workshop, Dec 2019, Volume 2019, pp. 1 - 5.



## **ПРИМЕНЕНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРИ РЕШЕНИИ ПРЯМОЙ ЗАДАЧИ ГЕОФИЗИКИ**

*Долгодворова А.Н. (Уфимский государственный нефтяной технический университет, nasti.dol@mail.ru)*

### **Аннотация**

С момента зарождения геофизических методов исследований скважин геофизики широко используют моделирование. Так, рассчитывают аномальные эффекты, создаваемые возмущающим объектом, что позволяет корректировать представления о реальных причинах наблюдаемых геофизических полей, формировать на качественном уровне представления о форме, структуре, условиях залегания и других характеристиках геологических тел.

Математическое моделирование и геофизическая отрасль имеют тесную связь между собой. О чем свидетельствует широкое использование физико-геологических моделей (ФГМ). Для представления практического использования математических моделей автором был смоделирован процесс распределения поля электрического потенциала от электродов в пластах горных пород в программе COMSOL Multiphysics. Таким образом, была решена прямая задача геофизических исследований, что в дальнейшем поможет выбрать соответствующую измерительную аппаратуру и методику наблюдений.

### **Ключевые слова**

Моделирование, разведочная геофизика, прямая задача геофизики, обратная задача геофизики, физико-геологическая модель, петрофизическая модель, математическая модель, COMSOL Multiphysics.

Разведочная геофизика – раздел геофизики, изучающий пространственно-временное изменение геофизических полей в земной коре, главным образом, с целью поисков и разведки месторождений полезных ископаемых, контроля их разработки, решения инженерно-геологических задач, археологических поисков.

Сущность моделирования сводится к аппроксимации разведываемых объектов априорными моделями, т. е. телами простой геометрической формы или сложной формы с разными контрастностями их физических свойств по сравнению с окружающей средой.

Прямая задача геофизики сводится к расчёту аномального физического поля по известным параметрам возмущающего объекта. Параметрами объекта являются: мощность, глубина залегания верхней и нижней кромок, угол падения, намагниченность, плотность. Прямую задачу геофизики обычно решают на стадии проектирования геофизических работ.

Обратная задача геофизики – определение по наблюдаемым аномалиям расположения вызывающих аномалии объектов, их геометрических и физических параметров. В сложных случаях получают приближённое решение обратной задачи либо несколько решений, часть из которых отбрасывается при введении дополнительных ограничений.

Физико-геологическая модель объекта геофизического изучения – это система абстрактных возмущающих тел и вызываемых ими аномальных эффектов, которые описывают с некоторой точностью геологический объект и с необходимой для моделирования детальностью обобщённо отражают его структуру, размеры, форму,



петрофизические свойства и соответствующее им объёмное распределение физических полей.

В основании процесса моделирования лежит понятие физико-геологической модели (ФГМ). В. Н. Страхов трактует ФГМ как сложную трехуровневую конструкцию.

Нижний, базовый уровень – это геологическая модель, понимаемая как система элементов геологического строения, обобщенно описывающая состав, структуру, форму изучаемых объектов и вмещающей их среды.

На основе геологической модели синтезируется петрофизическая модель (ПФМ). ПФМ – это следующий уровень ФГМ, платформа для решения прямой задачи геофизики. Г. С. Вахромеев определяет ПФМ как объёмное распределение в геологическом пространстве структурно-вещественных комплексов (СВК) модели, наделенных соответствующими эффективными физическими характеристиками.

Следующий уровень ФГМ – математическая модель (ММ) – основа для реализации вычислительных процедур, необходимых для решения прямой задачи. ММ – это уравнения связи поля со средой и реализующие их вычислительные программы.

Для представления практического использования математических моделей обратимся к программе COMSOL Multiphysics. На вход программы подаются параметры изучаемых объектов: верхнего высокоомного пласта, нижнего низкоомного пласта, двух потенциальных и двух измерительных электродов. Задаются граничные условия для каждой области (рис.1, рис.2), подчиняющиеся законам математической физики, уравнения которых представлены в графе Equation:

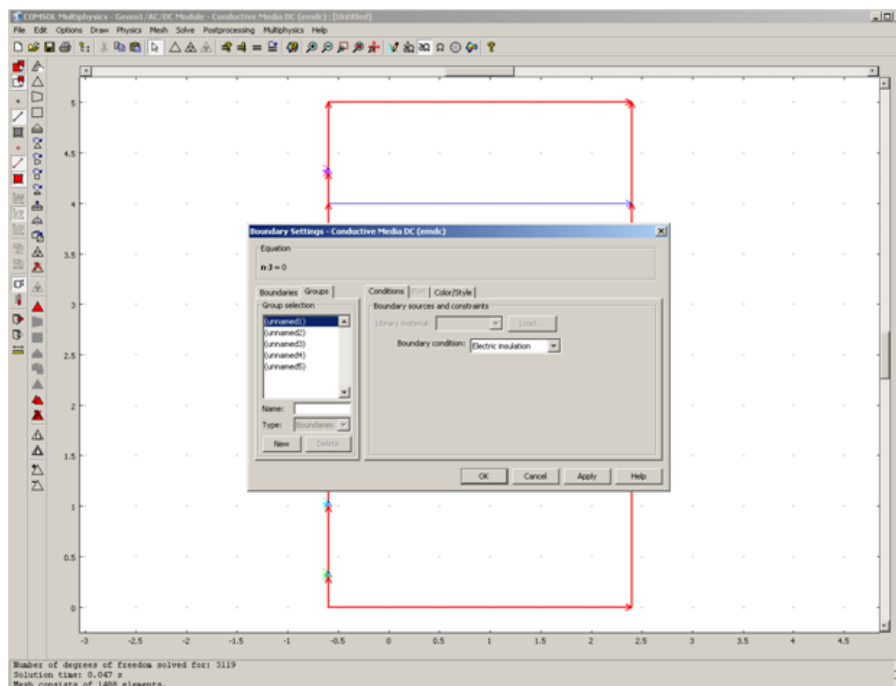


Рисунок 1. Граничные условия на контуре модели

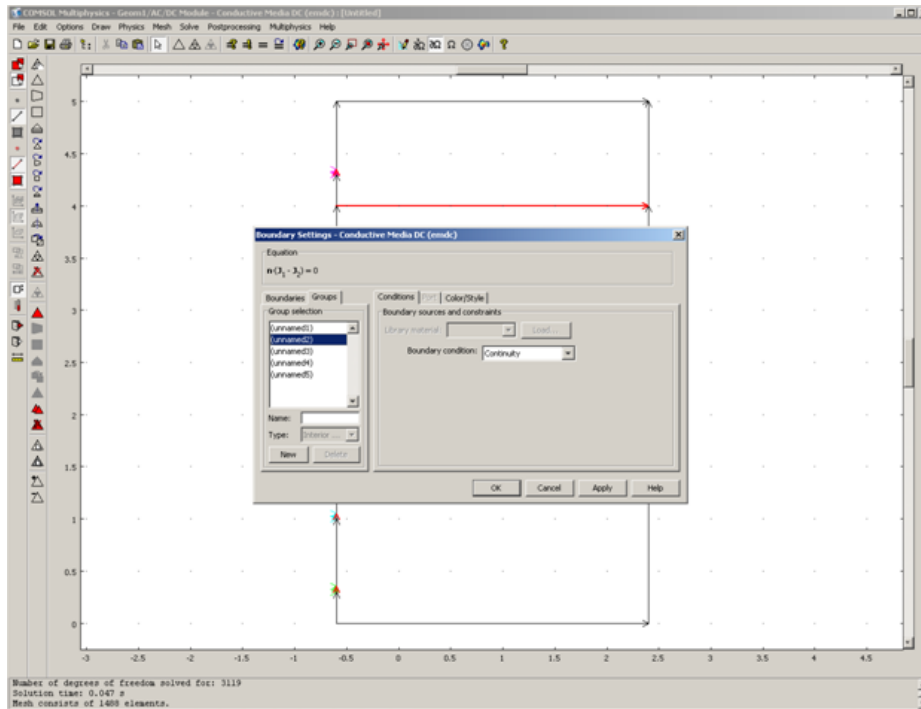


Рисунок 2. Граничные условия на границе двух пластов

После срабатывания программы получаем распределение поля электрического потенциала от электродов в пластах горных пород (рис.3, рис.4):

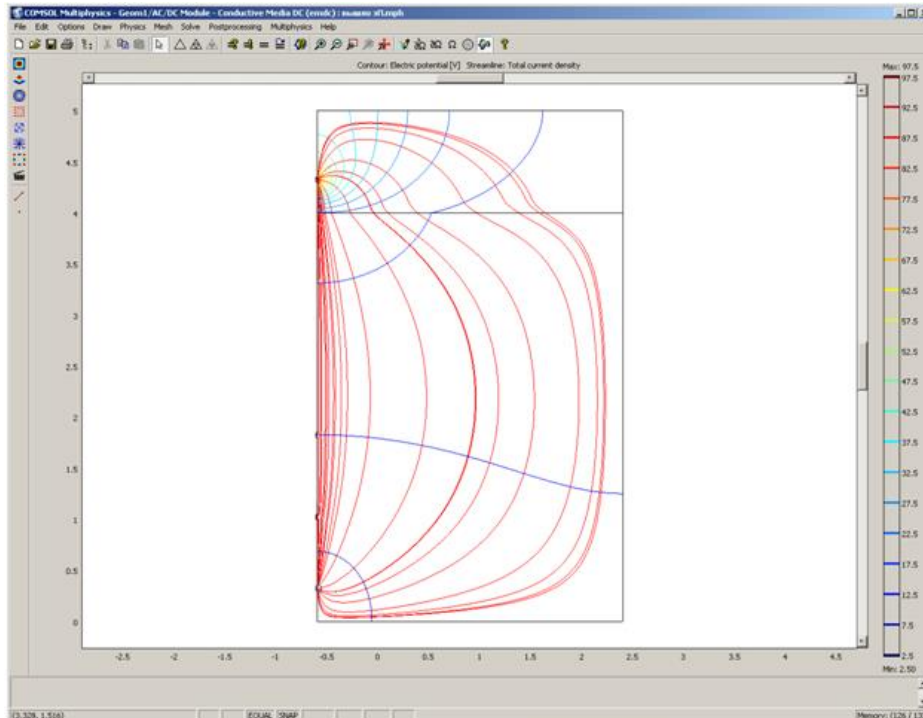


Рисунок 3. Распределение электрического потенциала

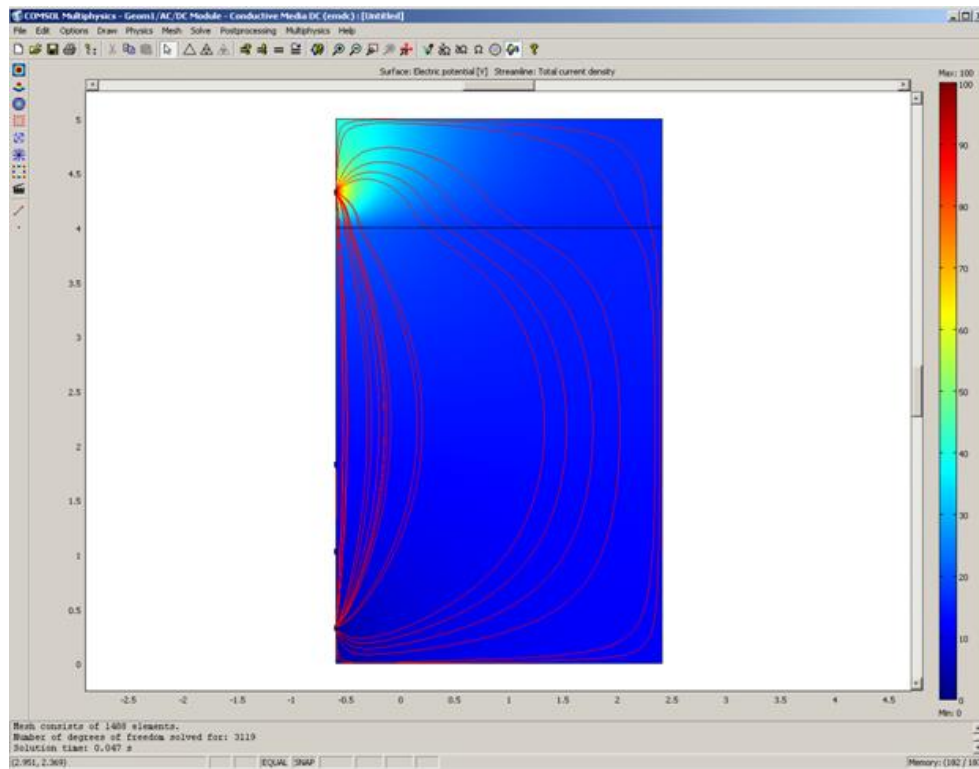


Рисунок 4. Распределение электрического потенциала и плотности потока

Таким образом, программа COMSOL Multiphysics позволяет моделировать процессы распределения электрического, магнитного, акустического поля, поля температур по входным параметрам системы «скважина-пласт-зона проникновения». Иными словами решается прямая задача геофизики, что в дальнейшем поможет выбрать соответствующую измерительную аппаратуру и методику наблюдений.

## Литература

1. Шейн А.Н., Потапов В.В. Математическое моделирование в разведочной геофизике // Учебно – методическое пособие. 2017. С. 8-41.
2. Рыскин М.И. Физико-геологическое моделирование как основа геологической интерпретации комплекса геофизических данных // 2014. С. 88-89.



## ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ НА КАЧЕСТВО ВОССТАНОВЛЕННОГО ИЗОБРАЖЕНИЯ РАЗМЕРА БЛОКА РАЗБИЕНИЯ В АЛГОРИТМЕ JPEG.

Калугина А.А. (МГРИ, [sake3516@mail.ru](mailto:sake3516@mail.ru))  
Морочко А.Ф. (МГРИ, [morotchkoa@inbox.ru](mailto:morotchkoa@inbox.ru))

**Аннотация:** Проводится сравнение степени компрессии изображений алгоритма JPEG при различных значениях блока разбиения с целью определения возможного увеличения коэффициента сжатия при допустимом уровне качества восстановления.

**Ключевые слова:** сжатие изображений, алгоритм JPEG.

Цифровые изображения, получаемые современной аппаратурой дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ), получили широкое применение в геологии, геодезии, контроле за водными, лесными, сельскохозяйственными ресурсами, экологическом мониторинге. Рост разрешающей способности цифровой аппаратуры обуславливает существенный рост размера получаемых изображений и формирует необходимость эффективной компрессии-декомпрессии графических данных для их хранения, передачи и обработки. Для растровых изображений – фотографий одним из широко применяемых в настоящее время алгоритмов сжатия графических данных является JPEG [1]. Цель работы – рассмотреть возможность увеличения эффективности алгоритма для файлов больших размеров.

Алгоритм JPEG стандартизован в 1990-х годах и относится к классу «сжатия с потерями», позволяя получить хороший уровень компрессии при приемлемом уровне искажений.[2] Последовательность этапов преобразования цветного изображения в кодировке RGB при компрессии приведена на рис. 1



Рисунок 1. Последовательность этапов при сжатии изображения алгоритмом JPEG

Основными этапами преобразования, определяющими уровень компрессии, являются двумерное дискретное косинусное преобразование (ДКП) и квантование. Для матрицы размером  $N \times M$ , представляемой в виде функции  $f(n, m)$  преобразование ДКП осуществляется по формуле:

$$Z(u, v) = \frac{2}{\sqrt{NM}} \alpha(u) \alpha(v) \sum_{m=0}^{M-1} \sum_{n=0}^{N-1} f(n, m) \cos\left(\frac{\pi(2n+1)u}{2N}\right) \cos\left(\frac{\pi(2m+1)v}{2M}\right).$$



где  $u \in [0, N-1]$ ,  $v \in [0, M-1]$ , при  $k = (u, v)$   $\alpha(k) = \begin{cases} 1/\sqrt{2}, & k = 0 \\ 1, & \text{иначе} \end{cases}$

На следующем этапе квантования полученные в виде матрицы коэффициенты ДКП поэлементно делятся на значения матрицы квантования. На этом этапе задается коэффициент  $q$ , определяющий в стандарте уровень потерь, который обратно пропорционален получаемому уровню компрессии.

При этом процедуры ДКП и квантования выполняются для матриц размером  $8 \times 8$ , на которые разбивается исходное изображение. Это требование определялось усредненной производительностью компьютеров во время создания стандарта и качеством восстановленного после сжатия изображения.

В исследовании проводилась оценка влияния размера блока разбиения исходного изображения на величину компрессии и качество восстановления. Для сравнения исходного и восстановленного изображений использовались метрики PSNR и SSIM.[3]

Метрика PSNR (пиковое значение сигнал-шум) вычисляется по формуле:

$$PSNR = 10 \log_{10} \left( \frac{MAX_I^2}{MSE} \right) = 20 \log_{10} \left( \frac{MAX_I}{\sqrt{MSE}} \right)$$

где MSE – среднеквадратичное отклонение в яркостях исходного I и сравниваемого K изображения размером  $m \times n$ :

$$MSE = \frac{1}{mn} \sum_{i=0}^{m-1} \sum_{j=0}^{n-1} |I(i, j) - K(i, j)|^2$$

Так как PSNR недостаточно близок к зрительному восприятию человека, более надежным считается индекс структурного сходства SSIM, определяемый по формуле:

$$SSIM(x, y) = \frac{(2\mu_x \mu_y + c_1)(2\sigma_{xy} + c_2)}{(\mu_x^2 + \mu_y^2 + c_1)(\sigma_x^2 + \sigma_y^2 + c_2)}$$

где  $\mu_x$  - среднее значение первого изображения,  $\mu_y$  - второго,

$\sigma_x$ ,  $\sigma_y$  - среднеквадратичное отклонение для первого и, соответственно, для второго изображений,

$\sigma_{x,y} = \mu_{x,y} - \mu_x * \mu_y$  -- ковариация

$C_1, C_2$  - поправочные коэффициенты.

Полученные значения коэффициента сжатия в зависимости от размера блока и коэффициента квантования приведены на графике рис 2.



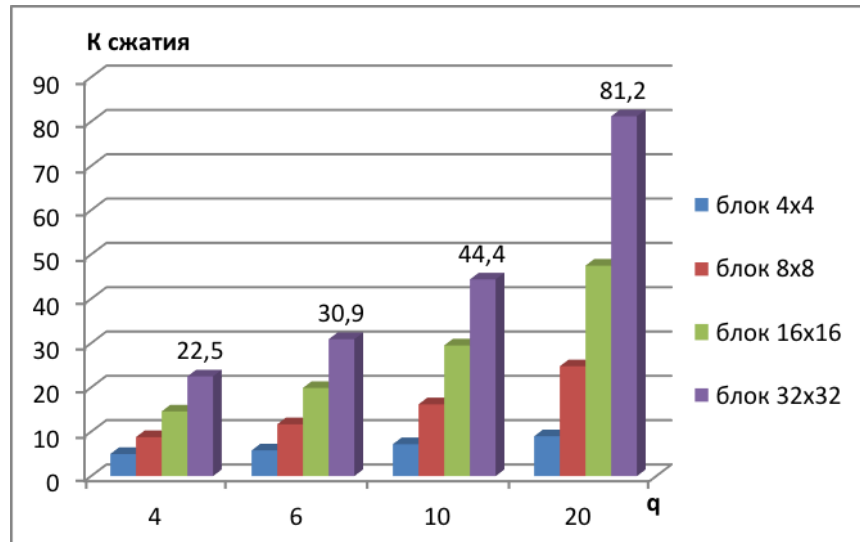


Рисунок 2. Зависимость коэффициента сжатия изображения алгоритмом JPEG от размера блока разбиения и параметра квантования

Исходным изображением являлся файл размером 1280x1280 пикселей формата .bmp в 24-битной кодировке RGB.

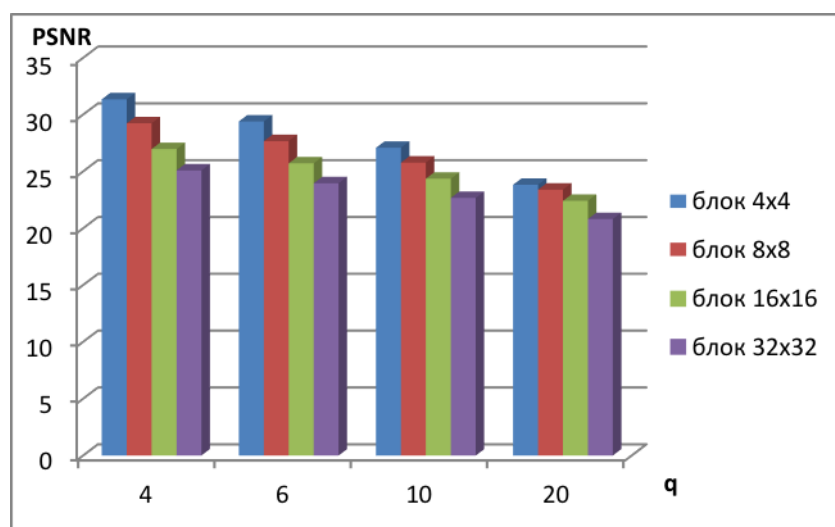
Коэффициент сжатия определялся по формуле:

$$K_{\text{сжатия}} = \text{SizeOrigin} / \text{SizeCompress},$$

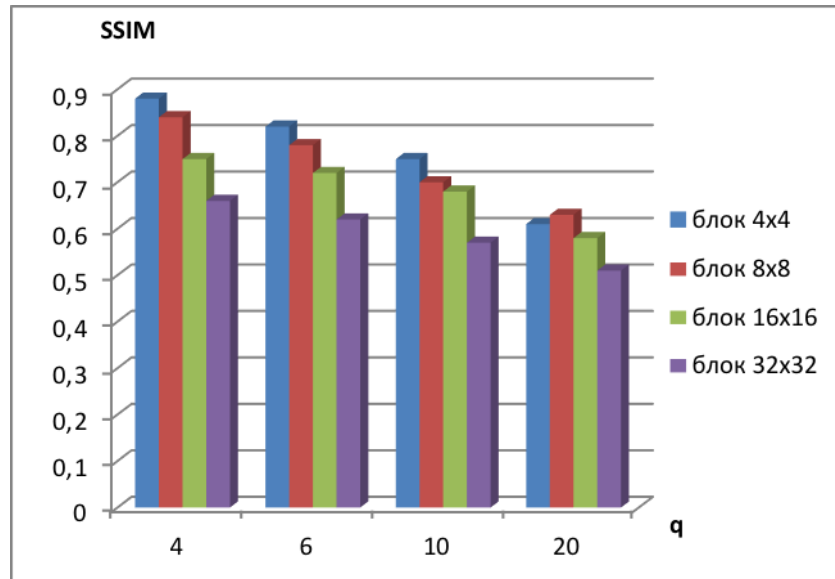
где  $\text{SizeOrigin}$  – размер исходного цветного изображения в байтах,

$\text{SizeCompress}$  – размер получившегося файла, содержащего коэффициенты сжатого изображения, в байтах.

Значения метрик PSNR и SSIM для различных размеров блоков и параметра q приведены на рис.3а и рис.3б соответственно



а)



б)

**Рисунок 3.** Зависимость метрик PSNR (а) и SSIM (б) исходного и восстановленного изображения алгоритмом JPEG от размера блока разбиения и параметра квантования.

Результаты численных экспериментов показывают, что при разбиении исходного изображения на блоки 16x16 пикселей коэффициент сжатия увеличивается для тестируемого класса изображений в среднем в 1,5 раза по сравнению со стандартным разбиением на блоки 8x8.

Качество восстановленного изображения, для тех же величин параметра квантования алгоритма, при этом ухудшается незначительно – по метрике PSNR на 7-8%, по метрике SSIM – 9-10%, что допустимо для ряда приложений, более требовательных к размеру получаемого файла.

### Литература

1. Ватолин Д., Ратушняк А., Смирнов М., Юкин В. Методы сжатия данных. Устройство архиваторов, сжатие изображений и видео. - М.: ДИАЛОГ-МИФИ, 2002. - 384 с.
2. Дж.Миано. Форматы и алгоритмы сжатия изображений в действии: учеб.пособие – М.: Триумф, 2003. – 336 с.
3. Z. Wang, A. C. Bovik, H. R. Sheikh and E. P. Simoncelli, "Image quality assessment: From error visibility to structural similarity", IEEE Transactions on Image Processing, vol. 13, no. 4, p. 600–612, Apr. 2004.



## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ОБРАТНОЙ ЗАДАЧИ ГРАВИМЕТРИИ МЕТОДОМ ДИСКРЕТНОГО ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ФУРЬЕ НА ПРИМЕРЕ ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ФЕННОСКАНДИНАВСКОГО ЩИТА

*Кудина Я.О.\* (МГРИ, kudin.ya.o@gmail.com),  
Пиманова Н.Н. (МГРИ, nadja@geosys.ru)*

**Аннотация:** Работа посвящена методике выбора параметров решения обратной задачи гравиметрии методом дискретного преобразования Фурье, при которых полученная модель наилучшим образом согласуется с данными полученными, при других методах исследований, можно использовать при дальнейших расчетах плотности.

**Ключевые слова:** Фенноскандинавский щит, обратная задача гравиметрии, дискретное преобразование Фурье, ГИС-INTEGRO

Одним из методов решения обратной задачи гравиметрии является метод в основе которого лежит дискретное преобразование Фурье. Данный метод позволяет получить распределение плотности в земной коре. При решении обратных задач данным способом существует возможность ввода различных параметров, регулирующих глубину залегания аномалообразующих источников. Это порождает высокую степень неоднозначности решения обратной задачи. Тем самым возникает необходимость выбора наиболее адекватного решения из множества вариантов в рамках исследуемой территории. Выбор наиболее подходящих параметров осуществляется в сравнении с другими методами исследований (сейсмо-, электроразведка и др.).

При подборе параметров расчеты выполнялись модулем «Геофизическое моделирование: Обратная задача гравиметрии 3D» блока геофизика интегрированным в геоинформационную систему ГИС INTEGRO (отделение Геоинформатики «ВНИИГеосистем» ФГБУ «ВНИГНИ») [1].

Данный модуль предлагает видоизмененный метод инверсии, основанный на фильтрации поля:

- Использование ядра свёртки оператора прямой задачи не в спектральном, а в латеральном аналитическом виде.
- Исследователь выбирает направляющий вектор, а не ядро свёртки оператора инверсии.
- Ядро свёртки оператора инверсии параметризуется не только направляющим вектором, но и параметрами сетки (в первую очередь глубиной) [2].

При опробовании работы модуля районом работ выступила Юго-Восточная часть Фенноскандинавского щита. В регионе четко выделяются три структурных области: Карельский кратон на северо-востоке, Свекофенская складчатая область на юго-западе. На границе вышеуказанных блоков с юго-востока на северо-запад простирается Ладожско-Ботническая зона разломов.

В процессе решения обратной задачи гравиметрии на вход подались следующие параметры:

- Множитель по глубине (изменялся от 1 до 5 с шагом 1);
- Экспонента по  $Z$  (изменялся от 0 до 5 с шагом 1);
- Начальная глубина – 500 м;
- Шаг по глубине – 1000 м;
- Число слоев – 81;



- Конечная глубина – 80500 м;

Для проведения последующего анализа полученных данных было произведено сечение полученных плотностных моделей по сейсмическим профилям Балтик и Fire 3a. Полученные разрезы были разделены на три группы с разными изменениями входных параметров «Множитель по глубине» и «Экспонента по Z».

В первой группе при увеличении параметра «Экспонента по Z» параметр «Множитель по глубине» оставался неизменным. В данной группе наблюдались уменьшение интенсивности распределения и подъем нижней кромки тел. Так максимальное увеличение параметра привело к практически однородному распределению и не позволило провести какой-либо анализ.

Во второй группе параметр «Экспонента по Z» не изменялся при увеличении параметра «Множитель по глубине». В данной группе наблюдалось сжатие разреза и поднятие низкочастотных компонент. В данной группе был отмечен разрез с таким распределением параметров, который достаточно достоверно повторял как границы сейсмического разреза по профилю ГСЗ Балтик (рис. 1), так и неоднородности верхней части земной коры по профилю МОВ ОГТ Fire 3a (рис. 2).

В третьей группе изменялись оба параметра. Для анализа выбирались разрезы, в которых параметры «Множитель по глубине» и «Экспонента по Z» были равны. В данной группе было отмечено значительное изменение нижней части земной коры при увеличении параметров, что не удовлетворяет требуемым условиям.

#### Выводы:

Сопоставление полученных распределений плотности с разными параметрами и сейсмических разрезов показало, что увеличение параметра «Множитель по глубине» приводит к перемещению центра аномалий вверх, а увеличение параметра «Экспонента по Z» влияет на перемещение нижней кромки тел. В результате анализа наилучшее сопоставление с сейсмическими разрезами имеет распределение плотности, полученное с параметрами «множитель по глубине» - 3 и «Экспонента по Z» - 1 (рис. 1 – рис. 2).

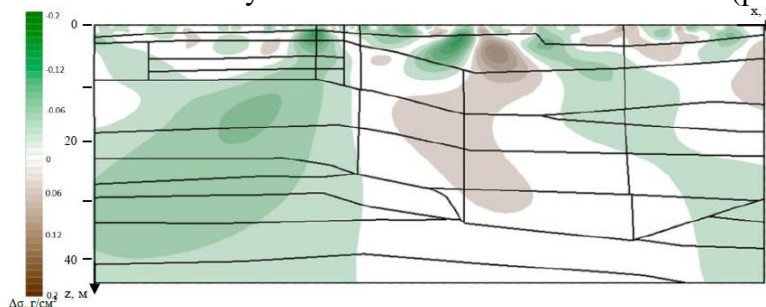


Рис. 1. Плотностной разрез по профилю ГСЗ Балтик с параметрами 3-1

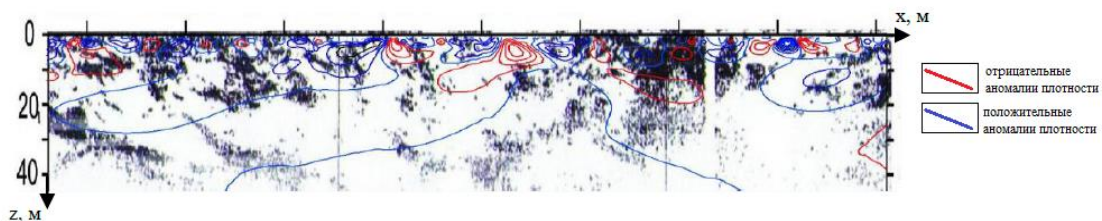


Рис. 2. Плотностной разрез по профилю МОВ ОГТ Fire 3a с параметрами 3-1

#### Литература:

1. Черемисина Е.Н., Финкельштейн М.Я., Любимова А.В. ГИС INTEGRО – импортозамещающий программно-технологический комплекс для решения геологогеофизических задач // Геоинформатика. – 2018. – №3. – С. 8-17.
2. Мицын С.В. О численной реализации спектрального метода решения обратной задачи гравиразведки // Геоинформатика. – 2018. – №3. – С. 89-97.



## ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА ГЕОРАДИОЛОКАЦИИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОНСТРУКЦИИ ДОРОЖНОЙ НАСЫПИ

Матюшенко А.А. (МГРИ, anyamatyshenko@rambler.ru),  
Кудина Я.О. (МГРИ, kudin.ya.o@gmail.com),  
Посеренин А.И. (МГРИ, poserenin83@gmail.com),  
Иванов А.А. (МГРИ, ivanova@mgri.ru)

### Аннотация

Метод георадиолокации широко используется в инженерной геофизике. В данной статье будет рассмотрено использование этого метода для определения толщины слоёв автодорожной насыпи на примере участка ЦКАД (Подмосковье). Для решения данной задачи была выбрана именно георадиолокационная съёмка, потому что среди неразрушающих методов исследования она обеспечивает наибольшую разрешающую способность на небольших глубинах, имеет высокую скорость исследования, имеет хорошую помехозащищённость.

### Ключевые слова

Георадиолокационная съёмка, инженерная геофизика, конструкция дорожной одежды.

Метод георадиолокации основан на явлении отражения электромагнитной волны от границ сред с разными электрическими свойствами – электропроводностью и диэлектрической проницаемостью. Такими границами раздела в исследуемых средах являются, например, контакт между сухими и влагонасыщенными грунтами - уровень грунтовых вод, контакты между породами различного литологического состава, между породой и материалом искусственного сооружения, между мерзлыми и тальми грунтами, между коренными и осадочными породами.

Целью работы являлось определение толщины насыпного слоя на участках замены «слабых» грунтов. Модель дорожной насыпи, представленная на рисунке 1, состоит из 4 слоёв.

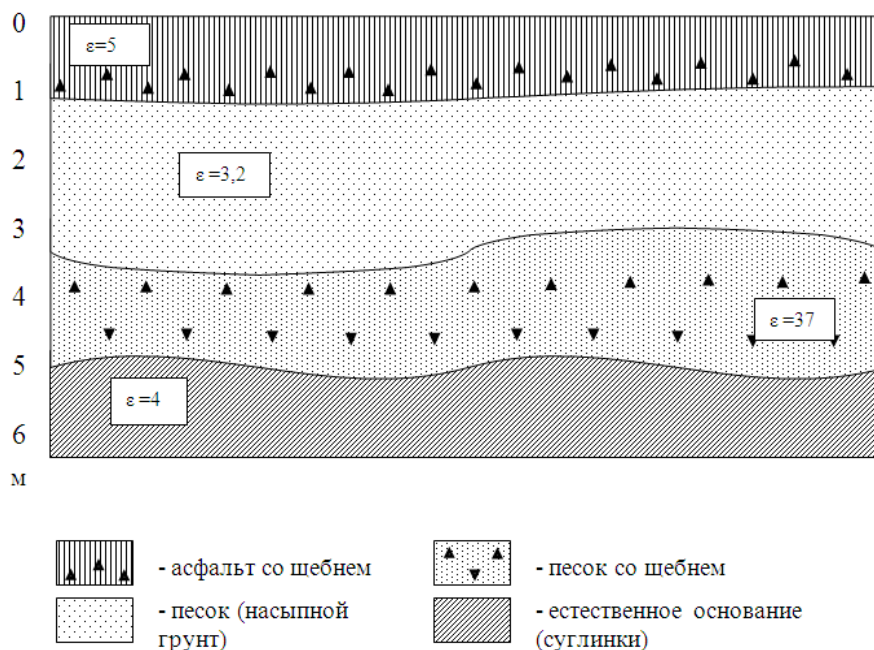


Рисунок 1. Модель автодорожной насыпи



Первый слой насыпи представлен асфальтобетоном со щебнем, толщина слоя на данном участке составляет 0,7-1 м. Второй и третий слои являются насыпными и представлены песками средней крупности, различающимися цветом и составом, включениями и влагонасыщенностью. Второй слой представлен песками средней крупности, мощность 2-2,5 м. В третьем слое встречаются включения щебня и местами пески являются сильно обводненными. Мощность слоя 1,5-2 м. Четвертый слой это грунты естественного основания, представленные суглинками.

Георадиолокационная съёмка на заданном участке проводилась по системе продольных и поперечных профилей. Продольные профили располагались в центре каждой полосы автодороги, по обеим сторонам движения. Поперечные профили служили для увязки результатов наблюдений на продольных профилях и располагались в начале и конце продольных профилей.

Ввиду небольших размеров участка работы проходили в пешеходном режиме со скоростью перемещения прибора 3-5 км/ч. Измерения проводились георадаром с двухчастотным антенным блоком АБ-250/700. Преимуществом данного георадара является способность за один проход обеспечить большую глубинность по каналу 250 МГц, а также получить данные для верхней части разреза с высоким разрешением по каналу 700 МГц, что сокращает время выполнения полевых работ.

Обработка георадиолокационных данных заключается в выделении полезного сигнала на фоне помех и шума. В специализированных программах с помощью различных приёмов преобразования сигнала уровень шума и помех ослабляется или удаляется, а полезный сигнал увеличивается. Пример радарограммы после этапа обработки представлен на рисунке 2. Обработка проводилась в специализированной программе компании производителя георадара и включала в себя такие процедуры как:

- установка «нуля» по сигналу прямого прохождения;
- задание параметров усиления;
- вычитание среднего;
- полосовая фильтрация.

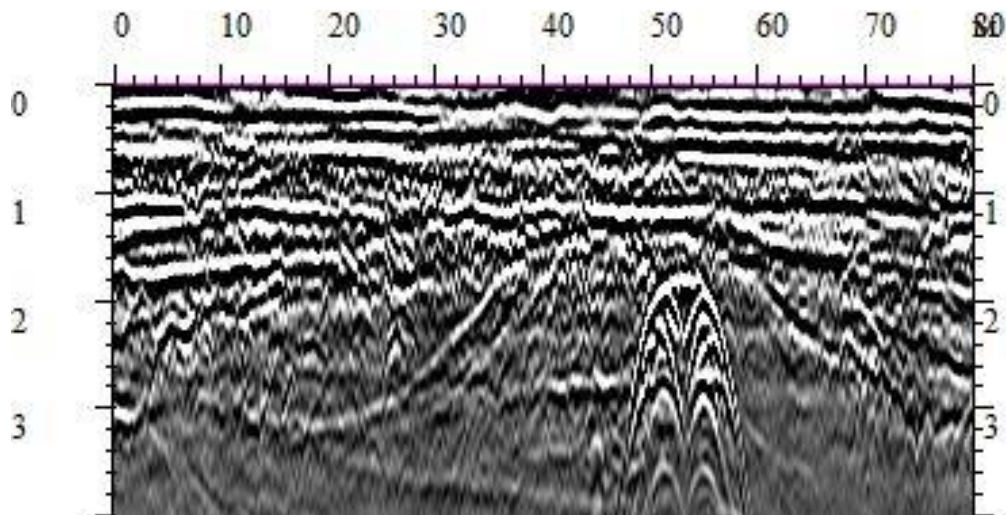


Рисунок 2. Радарограмма после обработки

После этапа обработки на радарограмме хорошо выделяются слои дорожной насыпи, отчетливо видны две дифракционные гиперболы, пространственно совпадающие с положением бетонных труб в насыпи.

Следующим этапом является интерпретация георадиолокационной съёмки. Она заключается в преобразовании исходных радарограмм в когерентный разрез.



Целью работ было определение толщины насыпного слоя на участках замены «слабых» грунтов. В результате были получены: глубинные разрезы по каждому профилю и рассчитаны толщины слоёв дорожной насыпи. На рисунке 3 представлен разрез по второму профилю с выделенными границами слоёв.

На разрезе видно, что глубина первого слоя выдержана по профилю и составляет 0,5-0,75 м. Мощность второго слоя в начале профиля значительно больше и составляет 2,5 м, к центру уменьшается до 0,5-1 м, а в правой части профиля 1,3-1,7 м. Мощность третьего слоя 1,3-1,5 м, к центру профиля 2,5-3 м, в конце профиля уменьшается до 1,3 м. Глубина кровли естественного основания выделена на 4-4,5 м. Трубы расположены на пикетах с 32-827 по 32-833.

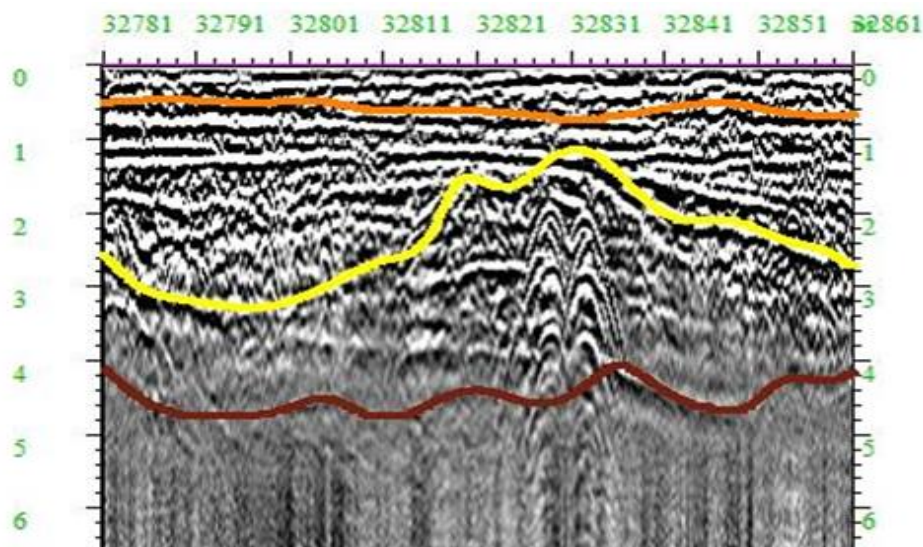


Рисунок 3. Глубинный разрез по второму профилю

С помощью георадиолокации удалось выделить границы слоёв дорожной насыпи. Для решения подобных задач в дальнейшем предлагается использовать комплекс методов, который включает георадиолокационную съёмку, методы электроразведки и сейсморазведки. Данный комплекс на границах со слабой контрастностью позволит детальнее изучить конструкцию дорожной насыпи.

### Литература

1. Владов М.Л., Старовойтов А.В., Калашников А.Ю. [2005]. Некоторые вопросы интерпретации георадиолокационных данных при изучении железнодорожных насыпей. Разведка и охрана недр. 2005. 2. 15-18.
2. Вознесенский А., Изюмов С. В., Дручинин С. В. Теория и методы георадиолокации. – Litres, 2017.
3. Evgeny Zverev, Alexandra Urusova, Andrey Ivanov & Maxim Shiribokov [2012]. GPR diagnosis of historical and cultural objects. *Published in 14th International Conference on Ground Penetrating Radar (GPR) 2012.* 620-624. DOI: 10.1109/ICGPR.2012.6254938
4. Владов М.Л., Старовойтов А.В. Введение в георадиолокацию. Учебное пособие – М.: Издательство МГУ, 2004. – 153 с.
5. Калинин А.В, Владов М.Л., Старовойтов А.В., Шалаева Н.В. Высокора разрешающие волновые методы в современной геофизике. Разведка и охрана недр, 2002, № 1, с. 23-27.



## **СРАВНЕНИЕ И РАЗРАБОТКА БАЗЫ ДАННЫХ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ГЕОФИЗИЧЕСКОГО ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН**

*Муцольгов З.М.\* (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе (МГРИ), [zelimmutso096@yandex.ru](mailto:zelimmutso096@yandex.ru)),  
Мараев И.А. (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе (МГРИ), [igorech@rambler.ru](mailto:igorech@rambler.ru))*

### **Аннотация**

Работа нефтяной компании связана с обработкой и аккумулированием колоссального объема разнородной информации о работе скважин и геологических особенностях пластов.

В связи с этим встает вопрос о создании грамотно организованной базы данных, которая позволит без затруднений получить доступ к данным скважины.

В статье проводится сравнение различных видов баз данных, используемых при разработке информационных систем. На основании этого выбора разрабатывается модель базы данных для информационного сайта «Web Gis», в котором производится хранение и обработка данных ГИС.

**Ключевые слова:** SQL, NoSQL, База данных, Каротаж, геофизическое исследование скважин.

### **Вводная часть**

Информация играет стратегическую роль в современном обществе. Стремительное развитие компьютерных технологий влияет на все сферы деятельности человека, принося новые возможности, которые раньше считались не реализуемыми.

Работа нефтяной компании связана с обработкой и аккумулированием колоссального объема разнородной информации о работе скважин и геологических особенностях пластов. Обработка информации является важной задачей, которая с каждым днем становится все сложнее вследствие увеличения объема данных и усложнения алгоритмов их движения.

В связи с этим встает вопрос о создании грамотно организованной базы данных, которая позволит без затруднений получить доступ к данным скважины. Отличительная особенность новой базы данных является ее расположение на сервере в сети интернет. Это позволит получить доступ к информации из любой точки мира вне зависимости от используемого устройства.

### **Основная часть**

Объектом исследования является база данных. База данных (БД) – это совокупность массивов и файлов данных, организованная по определенным правилам, предусматривающим стандартные принципы описания, хранения и обработки данных независимо от их вида.

Выделяют 2 основных вида баз данных:

- Реляционная база данных (SQL)
- Нереляционная база данных (NoSQL)

Реляционная база данных - представляет собой множество взаимосвязанных таблиц, каждая из которых содержит информацию об объектах определенного вида. Таблица состоит из строк и столбцов. Где, строки представляют каждую сущность, в то время как столбцы представляют атрибуты.





Нереляционная база данных - специально созданы для определенных моделей данных и обладают гибкими схемами для неструктурированных данных. Они могут храниться по-разному: в колонках, документах, графах или в виде хранилища «ключ-значение».

Данные базы данных имеют как положительные, так и отрицательные стороны (см. Таблица 1).

Реляционная база данных SQL	Нереляционная база данных NoSQL
База состоит из таблиц, таблицы из колонок и строк. Строки одной таблицы одинаковы по структуре	База может содержать коллекции, которые содержат записи. Записи могут иметь разную структуру
Схема данных определена, строго типизирована, имеются отношения и ограничения для обеспечения целостности данных	Нет схемы данных, ограничений, отношений, контроля целостности. У любой записи любые поля.
Нормализация, чтобы избежать дублирования. Данные в разных таблицах. Отношения связывают данные разных таблиц	Между разными коллекциями, как и между разными записями отношения не задано явно. Данные нормализованы.
Работа с данными и структурой через SQL, почти одинаковый для любых БД	Работа с данными через API, у каждой БД свое.
SQL-запрос извлекает данные из одной или нескольких таблиц, используя join. Сложные условия(фильтры), агрегации	Никаких join, простые условия типа key=const, в некоторых БД агрегация и вторичные индексы
Данные разбиты по плоским таблицам, необходим мэппинг реляционных структур базы в структуры приложения	Данные могут более эффективно отображаться в структуры приложения

Таблица 1 Сравнение SQL и NoSQL

Реляционные баз данных помогают выполнять сложные запросы. Кроме того, они обеспечивают гибкость и помогают анализировать данные. Нереляционные базы данных хорошо работают с большим количеством данных. Кроме того, они уменьшают задержку и улучшают пропускную способность.

Предпочтение было отдано реляционным базам данных. В первую очередь это связано с тем, что у нас имелись логические требования к данным, которые могут быть определены заранее, так же нам была важна целостность данных, которую нам давали Реляционные базы данных. Решающим фактором было то, что реляционные базы основаны на зарекомендовавших себя технологиях.

База данных каротажа была создана с помощью системы управления базами данных MySQL. MySQL – это система управления реляционными базами данных с открытым исходным кодом с модель клиент-сервер. Были продуманы сущности базы



данных, заранее заданы типы данных, связи между таблицами и их назначение (рисунок 1).

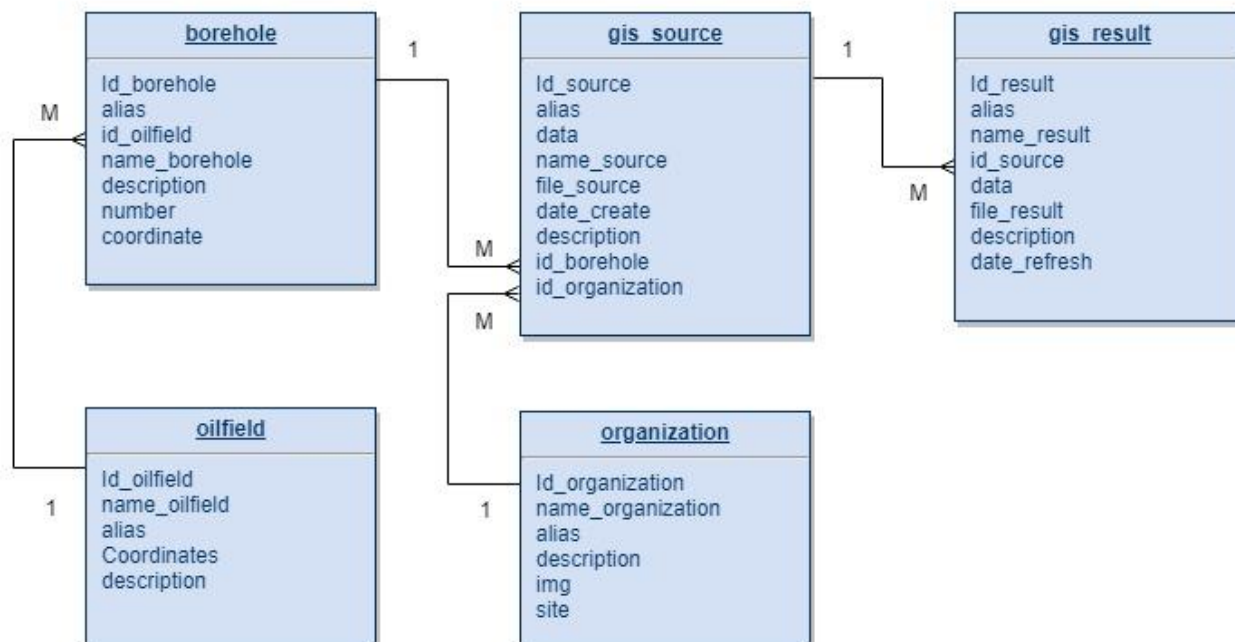


Рисунок 1 Реляционная модель базы данных ГИС

В таблице «oilfield» хранится информация о месторождении, на котором располагаются изучаемые скважины. Важными полями является название месторождения и координаты ее площади.

В таблице «borehole» записывается информация о скважине (номер скважины, ее описание, координата скважины).

Таблица «organization» хранит в себе информацию об организации, которая занимается разработкой скважины, сбором геофизических данных и их первичной обработкой.

Таблицы «gis\_source» и «gis\_result» связаны между собой. В них есть поля с датой создания, названием, описанием. Так же они содержат 2 вида геологической информации:

Первичная (таблица «gis\_source») – геодезические координаты пунктов наблюдений и опробования; керн скважин и образцы каменного материала; журналы полевых наблюдений; результаты анализов проб и испытаний минерального сырья; записи геофизических наблюдений и др.;

Вторичная (таблица «gis\_result») – результаты обработки, интерпретации, анализа или обобщения первичных данных (геологические отчеты с графическими приложениями, изданные карты и пояснительные записки к ним, цифровые карты геологического содержания и постоянно действующие модели, банки и базы данных по минеральным ресурсам, мониторингу геологической среды, геофизическим исследованиям скважин (ГИС), недропользованию и др.

Все таблицы связаны между собой отношением один ко многим (1-M).

### Заключение

Реляционная база данных является отличным инструментом для хранения данных геофизического исследования скважин, который позволяет хранить в сети все



необходимые данные. Разработанная модель базы данных, предложенная мной, является частью Web-сайта, на котором можно хранить и обрабатывать данные ГИС. В дальнейшем база данных будет дорабатываться и дополняться информацией.

### **Литература**

1. Мараев И.А. Комплексная интерпретация результатов геофизических исследований скважин. Учебное пособие. - М.; , 2012. – 104с.
2. Википедия. Свободная энциклопедия. Объектно-ориентированная база данных [Электронный ресурс] - 2018. - [https://ru.wikipedia.org/wiki/Объектноориентированная\\_база\\_данных](https://ru.wikipedia.org/wiki/Объектноориентированная_база_данных).
3. PhpMyAdmin по-русски. Официальный сайт [Электронный ресурс] - 2018.- <http://php-myadmin.ru/>
4. Комаров С.Г. Геофизические методы исследования скважин. Изд. 2-ое, переработанное и дополненное. – М., «Недра», 1973г, 368 с.



## **АНАЛИЗ СЕЙСМИЧЕСКИХ АТРИБУТОВ НА ОСНОВЕ ДАННЫХ, ПОЛУЧЕННЫХ НА ОНЕЖСКОМ ОЗЕРЕ**

*Озеров И.С. (МГРИ РГГУ имени Серго Орджоникидзе,  
ozerovivan13@gmail.com)*

### **Аннотация**

Количественная интерпретация сейсмических данных позволяет получить ряд атрибутов, таких как сейсмические скорости, плотности горных пород, коэффициенты отражения сейсмических границ, акустический импеданс. Совместно с результатами бурения подобные показатели помогают получить дополнительную информацию о районе работ и используются в ходе дальнейшей интерпретации.

В настоящей работе приводятся результаты расчёта сейсмических атрибутов на основе данных, полученных на Онежском озере.

### **Ключевые слова**

Сейсморазведка сверхвысокого разрешения, сейсмические атрибуты, количественная интерпретация, вертикальный скоростной анализ, пластовая скорость, коэффициент отражения, плотность горных пород, акустический импеданс.

Целью настоящей работы является количественная интерпретация сейсмических данных, полученных на Онежском озере. Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

- подготовка сейсмических данных для количественной интерпретации;
- проведение вертикального скоростного анализа;
- оценка значений амплитуд;
- расчёт коэффициентов отражения;
- расчёт плотностей;
- расчёт акустического импеданса;
- сравнение полученных атрибутов с данными бурения.

В качестве входных данных использовались материалы испытаний методики 2Д сейсморазведки сверхвысокого разрешения (ССВР) с заглубленной приемно-излучающей системой на Онежском озере. На рисунке 1 представлен участок суммированного временного разреза выбранного для анализа профиля.

Донные отложения в районе работ представлены озерными алевролитами и илами голоцена, которые перекрывают озерно-ледниковые ленточные глины позднеледниковья. Ленточные глины формировались в приледниковом водоеме и обычно залегают на морене последнего поздневалдайского оледенения на большей части дна озерной котловины. Нижней границей является кровля кристаллического фундамента.

В ходе сейсмостратиграфического анализа на разрезе было выделено четыре сейсмических комплекса (рисунок 2).

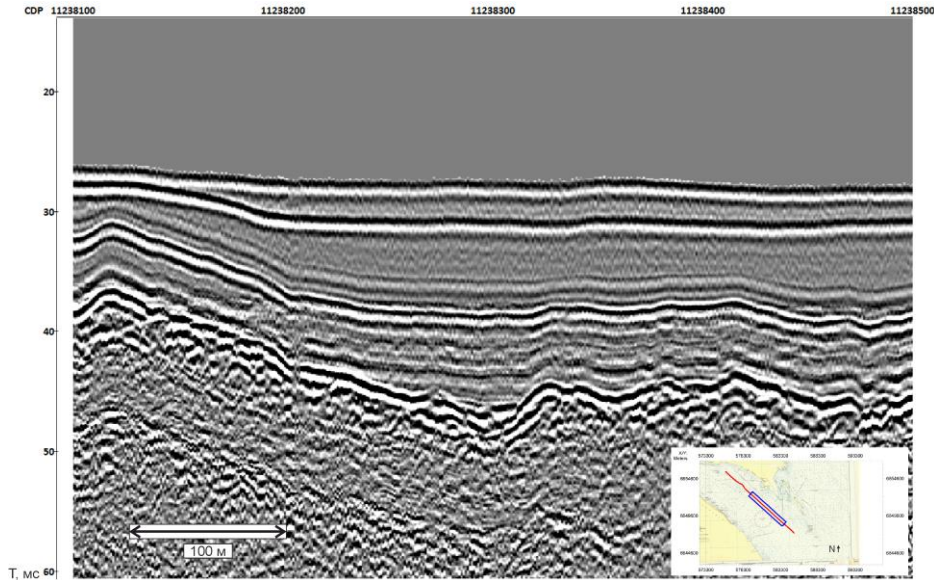


Рисунок 1. Участок суммированного временного разреза выбранного профиля

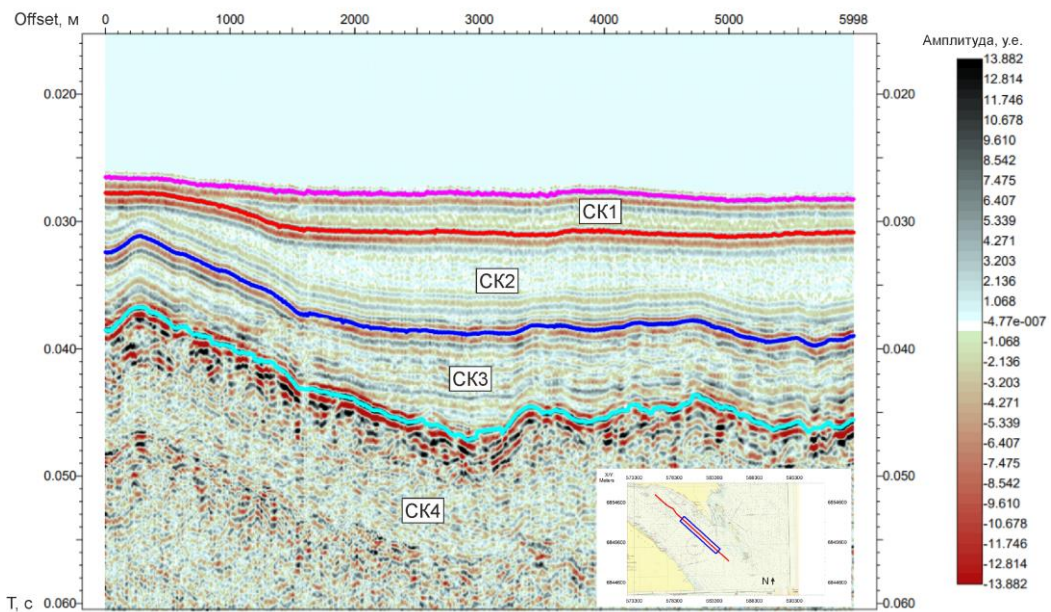


Рисунок 2. Выделение сейсмических комплексов на участке суммированного временного разреза выбранного профиля

В выбранных общих глубинных точках (ОГТ) вдоль профиля был проведен вертикальный скоростной анализ, в ходе которого были рассчитаны пластовые скорости в указанных выше сейсмических комплексах. На рисунке 3 представлен пример вертикального скоростного анализа в ОГТ 11238300.

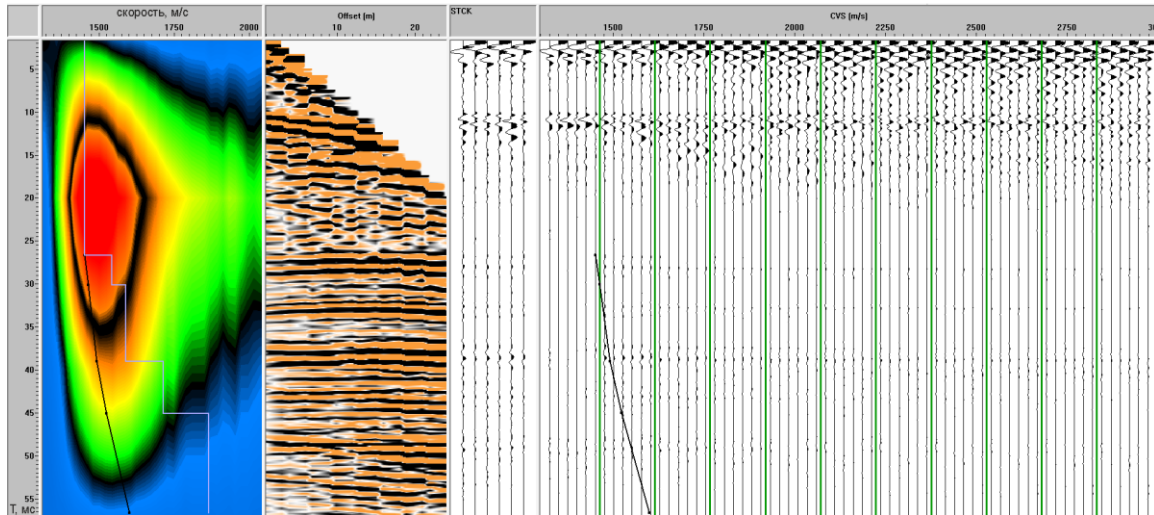


Рисунок 3. Пример вертикального скоростного анализа в ОГТ 11238300

На основе значений амплитуд сейсмических границ были рассчитаны коэффициенты отражения:

$$K_{n+1} = \frac{A_{n+1} \cdot K_n}{A_n \cdot (1 - K_n^2)},$$

а также плотности:

$$\rho_{n+1} = \frac{V_n \cdot \rho_n \cdot (1 + K_n)}{V_{n+1} \cdot (1 - K_n)}.$$

Рассчитанные сейсмические атрибуты представлены в таблице 1.

Таблица 1. Сейсмические атрибуты в ОГТ 11238300

ОГТ 11238300				
отражающие горизонты	$V_{\text{пласт}}$ , М/с	$K_{\text{отр}}$	$\rho$ , кг/см <sup>3</sup>	Акустический импеданс, 10 <sup>6</sup> кг/с·м <sup>2</sup>
дно	1450	0.058	1.000	1.450
Н1	1550	0.067	1.050	1.50
Н2	1600	0.093	1.200	1.850
Н3	1700	0.058	1.300	2.250

Аналогично были рассчитаны атрибуты и по другим ОГТ вдоль профиля. Результаты количественной интерпретации хорошо соотносятся с результатами бурения в районе съёмки, что говорит о целесообразности настоящей работы.

### Литература

1. Бискэ Г.С., Лак Г.Ц., Лукашов А.Д., Горюнова Н.Н., Ильин В.А. [1971] Строение и история котловины Онежского озера: монография / Институт геологии КФ АН СССР. — Петрозаводск: Карелия, 1971. — 74 с.
2. Токарев М.Ю. Разработка технологии многоканальных сейсмоакустических исследований с заглубленными системами на мелководных акваториях: дис. ... канд. Техн наук. МГУ, Москва, 2016.
3. Tokarev M.U., Pirogova A.S. [2015] Estimation of elastic properties of gas-bearing near-surface sediments by ultra-high-resolution deep-towed seismoacoustic profiling. Kandalakha gulf, White sea case study. Seismic technology (Tekhnologii seysmorazvedki), 3, 66-74



## ОБРАБОТКА И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ АНОМАЛИЙ ГРАВИТАЦИОННЫХ ДАННЫХ В ЦЕНТРАЛЬНОЙ ОБЛАСТИ ВЬЕТНАМА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОМПЬЮТЕРНОЙ ТЕХНОЛОГИИ «КОСКАД 3D»

Фан Т. Х. (МГРИ, Горно-геологический университет, г.Ханой, [phanthihong@humg.edu.vn](mailto:phanthihong@humg.edu.vn));

Петров А. В. (МГРИ, [petrovstud@mail.ru](mailto:petrovstud@mail.ru));

До М.Ф. (МГРИ, Вьетнамский геофизический отдел, [dominhphuong.dkt@gmail.com](mailto:dominhphuong.dkt@gmail.com))

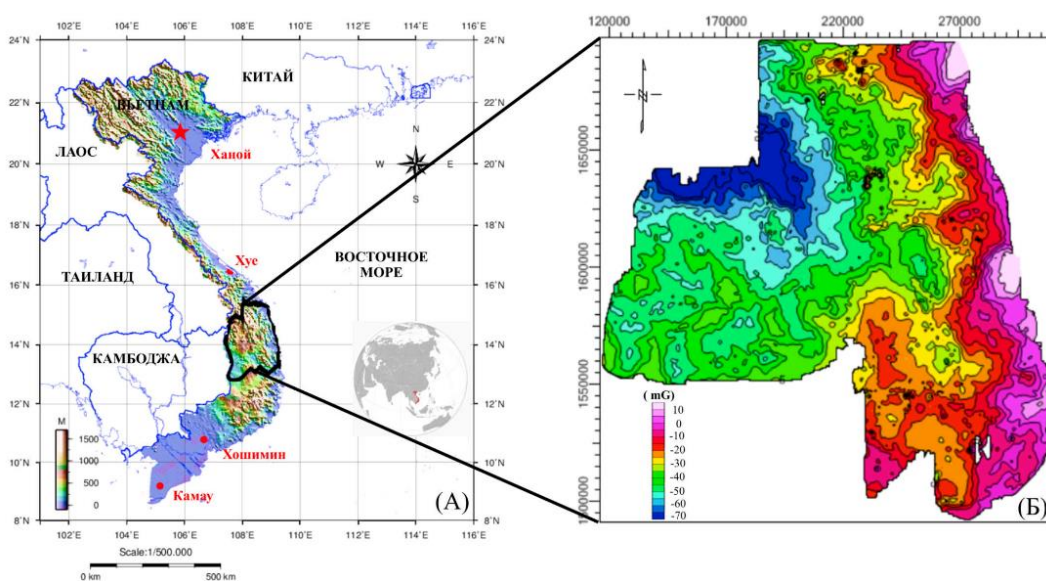
**Аннотация:** Интерпретационное обработка данных гравиразведки с использованием компьютерной технологии статистического и спектрально-корреляционного анализа данных "КОСКАД 3D" для уточнения геологического строения в центральной области республики Вьетнама.

**Ключевые слова:** "КОСКАД 3D", гравитационное поле, центральная область Вьетнама, статистические характеристики геополей, градиентные характеристики геополей.

Центральная область Вьетнама расположена в районах имеющих сильную тектоническую активность, которая связана со столкновением между Южно-Китайской и Индонезийской плитами в период от позднего мезозоя до раннего кайнозоя. Большая часть исследуемого района холмистая, высота над уровнем моря колеблется от -10м ÷ 1500м (рисунок 1А).

Так как большинство месторождений связаны с эндогенными и интрузивными образованиями, обладающими повышенными значениями плотности, вполне естественным является использование гравиразведки для изучения геологических особенностей исследуемой территории.

На практике, измеренное гравитационное поле представляет собой сумму аномалий от разных геологических объектов, расположенных относительно близко друг от друга. Поэтому само поле имеет достаточно сложную структуру с интерферирующими аномалиями, от различных геологических образований. Процесс разделения аномалий представляет собой достаточно сложную интерпретационную задачу, решение которой возможно с использованием функционального наполнения компьютерной технологии «КОСКАД 3D» [6].



**Рисунок 1.** Ограниченное местоположение (А) и исходное аномальное гравитационное Буге поле в центральной области Вьетнама в масштабе 1:100.000 с расстоянием между двумя изопатическими линиями составляет 5mG (Б) [2]



На рисунке 1 представлено положение района исследований (рисунок 1А) и соответствующее гравитационное поле в редукции Буге (рисунок 1Б).

Анализ карты аномального гравитационного поля, центральной области Вьетнама, позволяет выделить трендовую компоненту широтного простираения, с увеличением значений гравитационного поля от -70 mG на северо-западе, до +15 mG на юго-востоке. Отмечается обратная корреляционная связь гравитационного поля с рельефом. Низкие значения аномального гравитационного поля, приурочены к высокогорным районам, и наоборот, высоким значениям поля соответствуют равнинные территории [5].

На региональном фоне наблюдается много аномалий меньшего размера, для которых характерны значения аномального гравитационного поля в диапазоне от -10 mG до +10 mG. На востоке и юго-востоке исследуемой области выделяются локальные аномалии гравитационного поля амплитудой от -30 mG до +15 mG. На северо-западе исследуемой области встречаются аномалии гравитационного поля амплитудой -70 mG до -50 mG.

Суммарное наблюдаемое гравитационное поле, в силу многих естественных причин, носит случайный характер. Следовательно, для интерпретационной обработки гравитационного поля, помимо классических аналитических методов, возможно использование методов вероятностно-статистического подхода, реализованных в компьютерной технологии статистического и спектрально-корреляционного анализа данных «КОСКАД 3D» [1, 3, 4, 6].

**Градиентные характеристики геофизических полей.** Знание градиентных характеристик геофизических полей, позволяет детализировать особенности поля и подчеркнуть положение границ аномальных объектов. При анализе градиентных характеристик площадных геолого-геофизических наблюдений обычно вычисляется градиент поля вдоль простираения профилей:  $\Delta x = \partial f / \partial x$ , вкрест простираения профилей:  $\Delta y = \partial f / \partial y$ , полный градиент:  $\Delta_{xy} = \sqrt{(\partial f / \partial x)^2 + (\partial f / \partial y)^2}$  и его направление:  $\alpha = \arctg(\Delta y / \Delta x)$ .

Анализ градиентных характеристик полей позволяет:

- подчеркнуть границы аномальных объектов, которые отмечаются экстремумами в полях градиентов вдоль осей и максимумами в поле полного градиента;

- в полях градиентных характеристик, отмечаются границы аномалий различных амплитуд, что позволяет при визуализации увидеть одновременно контуры аномалий различной амплитуды;

- градиентные характеристики вдоль определенного направления позволяют подчеркнуть границы аномалий, простираение которых перпендикулярно этому направлению;

Для оценки геологического строения территории и границ локальных неоднородных блоков, расположенных на разных глубинах, была сделана оценка поля полного градиента, с его последующим сглаживанием в окнах размером 15×15, 45×45 и 90×90 точек. Результаты приведены на рисунке 2.



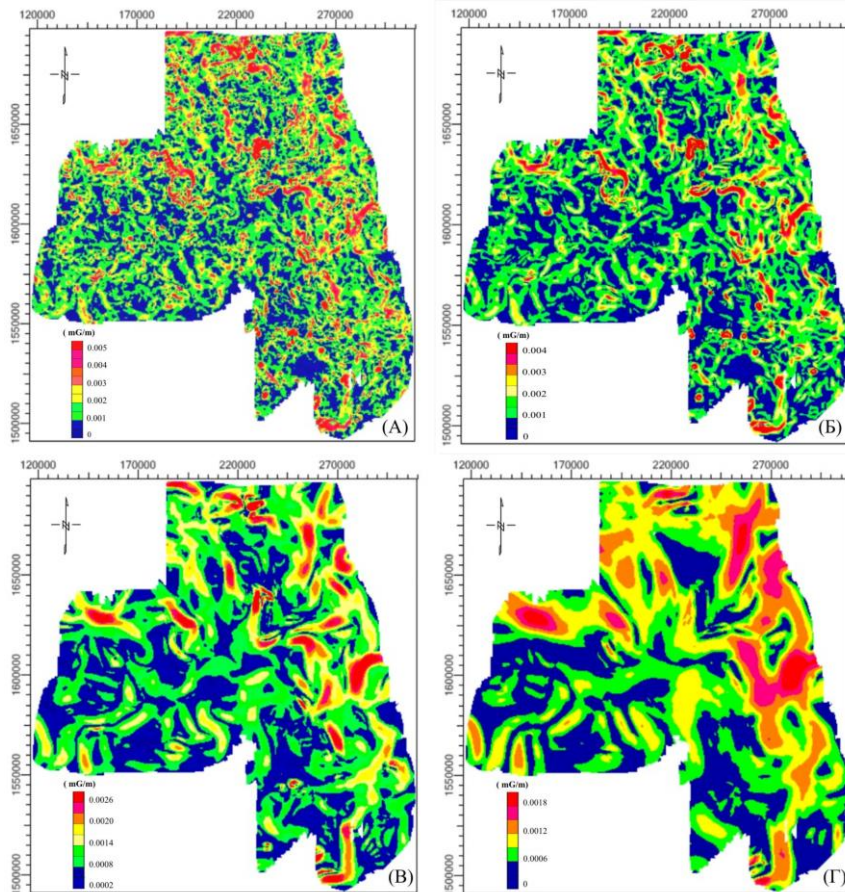


Рисунок.2. Оценка градиента аномального гравитационного поля (А) и результат осреднения в окнах размером 15×15(Б), 45×45(В), 90×90 (С)

**Оценка дисперсии геофизическиз полей.** Помимо оценки градиентных характеристик исходного поля было рассчитано поле дисперсии в скользящих окнах, разного размера. Дисперсия в окне рассчитывалась по формуле:

$$D = \sigma^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2$$

где  $X_{i,j}$  - значение гравитационного поля на  $i$ -м пикете,  $j$ -го профиля исследуемой площади.

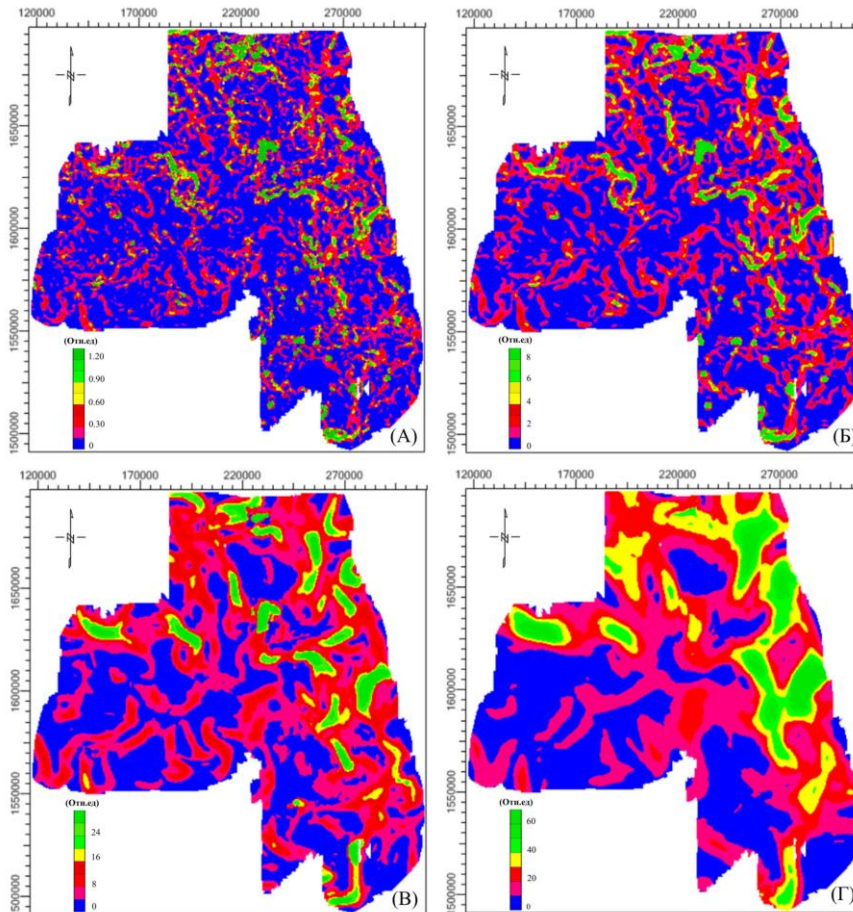
При анализе поля дисперсии необходимо учитывать следующее:

-границы аномалий в поле дисперсии отражаются положительными значениями;

-аномалии простой формы в исходных данных, в поле дисперсии представлены более дифференцированы;

-поле дисперсии, в дальнейшем, может быть включено в обработку на этапе анализа многопризнаковых данных с помощью алгоритмов распознавания образов и классификации.

Результаты оценки поля дисперсии в окнах разного размера представлены на рисунке 3.



**Рисунок.3.** Оценки поля дисперсии с различными размерами окна: исходное поле (А),  $15 \times 15$  (Б),  $45 \times 45$  (В),  $90 \times 90$  (Г)

Анализ статистических характеристик гравитационного поля, его полного градиента, позволяет трассировать оси аномалий различного простирания, что в свою очередь контролирует границы различных геологических структур. Полученная информация позволяет существенно уточнить геологическое строение довольно сложной области, выделить неоднородные блоковые структуры, связанные с интрузивными магматическими формациями.

#### Литература

1. Никитин А. А., Петров А. В. Теоретические основы обработки геофизической информации. Учебное пособие. Москва. 2017.
2. Нгуен Ч. Л. и др. Измерение полета по гамма-спектру в масштабе 1: 50.000, и измерение гравитационного поля в масштабе 1:100.000 в центральном Вьетнаме. Федерация физики и геологи, Главное управление геологии и минералов Вьетнама. 2000, во Вьетнаме.
3. Керимов И. А., Петров А. В., Абубакарова Э. А. Применение программного комплекса «Коскад 3D» для анализа потенциальных полей Терско-Каспийского прогиба. Оригинальная статья. Науки о Земле. 2018. № 3. С. 88-96.
4. Петров А. В., Юдин Д. Б., Соели Хоу. Обработка и интерпретация геофизических данных методами вероятностно-статистического подхода с использованием компьютерной технологии «Коскад 3D». Вестник краунц. Науки о Земле. 2010. № 2. Выпуск № 16. С. 126-132
5. Blakely, R.J. 1996. Potential theory in gravity and magnetic application. Cambridge University Pressa, 146-150.
6. <http://www.coscad3d.ru/index.php>



## ПРЯМАЯ ЗАДАЧА ВЭЗ. ФОНОВЫЕ И АНОМАЛЬНЫЕ ПОТЕНЦИАЛЫ ПОГРУЖЕННЫХ ИСТОЧНИКОВ ПОСТОЯННОГО ТОКА

Д.Д.Царева (МГРИ, DDTsareva@yandex.ru)

**Аннотация.** В докладе обсуждаются элементы многомасштабного алгоритма решения трехмерной задачи геоэлектрики в неограниченной области (на примере прямой задачи метода ВЭЗ). Численное решение аналогичных задач, как правило, основано на использовании различных гибридных алгоритмов. Мы отдаем предпочтение декомпозиционному методу, основанному на последовательном решении внешних и внутренних краевых задач, которые «сшиваются» в итерационном процессе.

**Ключевые слова.** Метод ВЭЗ, геоэлектрика, модели среды, преобразование Ханкеля и Фурье, потенциал, многомасштабный метод, гибридный алгоритм.

Феномен популярности методов геоэлектрики на постоянном токе объясняется относительной простотой теории и широким практическим применением геометрического зондирования в поверхностных и скважинных методах электроразведки (ВЭЗ, БКЗ). Фундаментальной моделью источника является точечный источник. Модель, для которой известно решение задачи геофизики называют *фоновой*. Поля различных источников, соответствующие фоновым моделям, будем называть *фоновыми полями*.

Расчет фоновых полей базируется на преобразованиях Фурье и Ханкеля<sup>1</sup> (Фурье–Бесселя).

Формулировка задачи приведена в работах [2;3]. Следуя [3], скалярный потенциал  $U(x, y, z)$  в неоднородной среде удовлетворяет уравнению

$$\operatorname{div}(\sigma \operatorname{grad} U) = \operatorname{div} \mathbf{j}. \quad (1)$$

Здесь  $\sigma(x, y, z)$  – электропроводность среды,  $\mathbf{j}(x, y, z)$  плотность сторонних токов. Потенциал  $U$  и электропроводность представим в виде суммы *фоновых* ( $\sigma_n, U^n$ ) и *аномальных* ( $\sigma_a, U^a$ ) слагаемых:  $\sigma = \sigma_n + \sigma_a, U = U^n + U^a$ .

Потенциалы  $U^n, U, U^a$  соответствуют моделям среды с проводимостями  $\sigma_n, \sigma, \sigma_a$ . Пусть потенциал  $U^n$  удовлетворяет дифференциальному уравнению

$$\operatorname{div}(\sigma_n \operatorname{grad} U^n) = \operatorname{div} \mathbf{j} \quad (2)$$

с той же правой частью, что и в уравнении (1). Вычитая из (1) (2), получим:

$$\operatorname{div}(\sigma_n \operatorname{grad} U^a) = \operatorname{div} \mathbf{j}_a, \quad \mathbf{j}_a = -\sigma_a \operatorname{grad} U. \quad (3)$$

Распределенные источники аномального потенциала отличны от нуля только в тех точках, в которых  $\sigma \neq \sigma_n$ . В частности, в областях с постоянной электропроводностью  $\sigma_n$  уравнение (3) становится уравнением Пуассона:

$$\Delta U^a = -\frac{1}{\sigma_n} \operatorname{div}(\sigma_a \operatorname{grad} U), \quad (4)$$

где  $\Delta$  – оператор Лапласа.

<sup>1</sup>Прямое и обратное преобразование Ханкеля дают формулы

$$\tilde{f}(\lambda) = \mathcal{H}(f)(\lambda) = \int_0^\infty r f(r) J_0(\lambda r), \quad f(r) = \mathcal{H}^{-1}(\tilde{f})(r) = \int_0^\infty \lambda \tilde{f}(\lambda) J_0(\lambda r).$$



Формулировка задачи приведена в работе [3]. Будем полагать, что фоновые потенциалы нам известны. Задача состоит в расчете аномальной части потенциала  $U^a$ . Нужно найти в области  $z > 0$  функцию  $U^a(r, z)$ , регулярную на бесконечности, удовлетворяющую в плоскости  $z = 0$  однородному краевому условию  $U_z^a(r, 0)$  и известным условиям сопряжения на границах разрыва свойств модели среды.

Далее нас будет интересовать потенциалы, создаваемые погруженными распределенными источниками. На первом этапе обсудим спектры фоновых потенциалов, создаваемых погруженными точечными источниками.

Фоновые потенциалы точечных источников в слоистой среде.

Границе земля-воздух соответствует плоскость  $z = 0$ , проводимость  $\sigma_0 = 0$  при  $z < 0$  соответствует воздуху; а земле –  $\sigma = \sigma_1$ ,  $z > 0$ . Пусть фоновый источник расположен в точке  $S(x_s, y_s, z_s)$  фоновой модели среды (на глубине  $z_s = d \geq 0$ ).

*А. Полупространство. ( $N=1, z > 0$ ).* Потенциал точечного источника при  $d=0$  равен:

$$U_1^{(0)}(r, z) = 2q(1/\sqrt{r^2 + z^2}), \quad q = J\rho_1 / 4\pi, \quad 1/\sqrt{r^2 + z^2} \int_0^\infty e^{-\lambda|z|} J_0(\lambda r) d\lambda. \quad (5_0)$$

Примем  $\tilde{U}_1^{(0)}(\lambda, z) := e^{-\lambda|z|}$  – «спектр» потенциала  $U_1^{(0)}$ . При  $d > 0$  потенциал равен:

$$U_1^{(0)}(r, z) = q \left( 1/\sqrt{r^2 + (z-d)^2} + 1/\sqrt{r^2 + (z+d)^2} \right) = q \int_0^\infty (e^{-\lambda|z-d|} + e^{-\lambda(z+d)}) J_0(\lambda r) d\lambda. \quad (5_1)$$

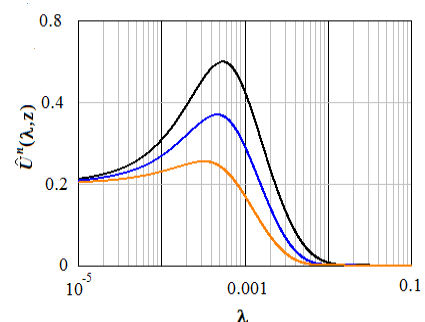
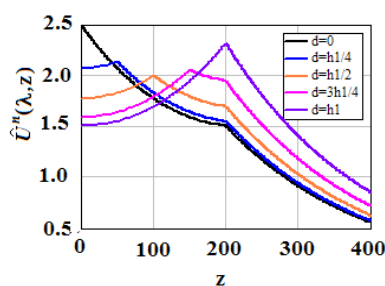
Здесь  $\tilde{U}_1^{(0)}(\lambda, z) := e^{-\lambda|z-d|} + e^{-\lambda(z+d)}$ .

*Б. Трехслойная горизонтально-слоистая модель среды ( $N=3$ ).*

В расчетах будем использовать параметры:  $N=3, \lambda = 0.05 \text{ м}^{-1}, \rho_1 = 10 \text{ омм}, \rho_2 = 100 \text{ омм}, \rho_3 = 10 \text{ омм}, h_1 = 200 \text{ м}, h_2 = 800 \text{ м}$ . Пусть источник расположен в  $m$ -том слое на глубине  $z_s = d > 0$  ( $m = 1, 2, 3$ ). Тогда фоновый потенциал  $U_m^n(r, z)$  описывает формула

$$U_m^n(r, z) = \frac{J\rho_m}{4\pi} \int_0^\infty \tilde{U}_m^n(\lambda, z) J_0(\lambda r) d\lambda, \quad \tilde{U}_m^n(\lambda, z) := \delta_{m,j} (e^{-\lambda|z-d|} + e^{-\lambda(z+d)}) + A_m(\lambda) e^{\lambda z} + B_m(\lambda) e^{-\lambda z}, \quad (6)$$

где  $\delta_{m,j}$  – символ Кронекера,  $j = \overline{1, N}$ . Если источник расположен на поверхности земли ( $z_s = 0$ ), алгоритм построения система уравнений (СЛАУ) относительно неопределенных коэффициентов  $A_m(\lambda), B_m(\lambda)$  известен [2]. Когда источник погружен в произвольный слой, то матрица СЛАУ останется без изменений, а вектор правой части  $\mathbf{f}_n$  будет иным. В частности, когда источник погружен в первый слой трехслойной среды,  $\mathbf{f}_n^T = (0, -e^{-\lambda(h_1-d)} - e^{-\lambda(h_1+d)}, e^{-\lambda(h_1-d)} + e^{-\lambda(h_1+d)}, 0, 0)$ .





**Рисунок.1.** Графики функции  $\tilde{U}_m^n(\lambda, z)$  при  $\lambda = 0.05$  (источники на разных глубинах  $dv$  первом слое).

**Рисунок.2.** Графики функции  $\tilde{U}_m^n(\lambda, z)$  при  $z = 0$  (источники погружены во второй слой:  $d = 2h_1, h_1 + h_2/2, h_2$ ).

На рис.1 изображены графики изменения спектра фонового потенциала  $\tilde{U}_m^n(\lambda, z)$  по  $z$  при различном погружении источника в пределах первого слоя, а на рис. 2 – палетка кривых изменения спектра потенциала на разных пространственных частотах при  $z=0$ .

Аномальные потенциалы распределенных источников

Будем полагать, что в слой горизонтально-однородной слоистой среды, не содержащий точечный источник, погружено локальное (ограниченное) неоднородное включение с достаточно произвольным изменением проводимости (см. формулу (3)). К вставке приурочены распределённые источники, индуцирующие аномальный потенциал. К моменту решения задачи фоновый потенциал будем считать известным.

При решении задач относительно аномальных потенциалов в слоистой среде, используют преобразование Ханкеля и двумерное преобразование Фурье, между которыми существует относительно простая связь<sup>2</sup>.

Применим двумерное преобразование Фурье по переменным  $x$  и  $y$  к дифференциальному уравнению (5) и дополнительным условиям (6). Пользуясь свойствами Фурье-преобразования, в частотной области получим

$$d^2 \hat{U}^a(\alpha, \beta, z) / dz^2 - (\alpha^2 + \beta^2) \hat{U}^a(\alpha, \beta, z) = \hat{\psi}(\alpha, \beta, z), \quad \hat{U}^a(\alpha, \beta, z) = F_2(U^a(x, y, z)). \quad (7)$$

$$\hat{\psi}(\alpha, \beta, z) := -\sigma_n^{-1} F_2 [\text{div}((\sigma - \sigma_n) \text{grad} U)](\alpha, \beta, z). \quad (8)$$

Итак, в области Фурье-изображений в горизонтально-однородной  $N$ -слойной среде получим следующую задачу. Требуется найти функцию  $\hat{U}^a(\alpha, \beta, z)$ , удовлетворяющую в каждом  $m$ -том слое обыкновенному неоднородному дифференциальному уравнению второго порядка

$$(\hat{U}^a)'' - \lambda^2 \hat{U}^a(\alpha, \beta, z) = \hat{\Psi}(\alpha, \beta, z), \quad 0 < z < \infty \quad (9)$$

и дополнительным условиям (на границах слоев и условием на бесконечности):

$$(\hat{U}^a)' \Big|_{z=0} = 0, \quad [\hat{U}^a]_{z=z_m} = 0, \quad [\sigma d\hat{U}^a / dz]_{z=z_m} = 0, \quad m = 1, 2, \dots, N-1; \quad \hat{U}^a \rightarrow 0, \quad z \rightarrow \infty. \quad (10)$$

В любом  $m$ -том слое конечной мощности  $h_m$  решение  $\hat{U}_m^a(\bar{z})$  уравнения (9) есть сумма общего решения однородного уравнения

$$\hat{U}_m^0(\bar{z}) = A_m(\lambda) e^{\lambda z} + B_m(\lambda) e^{-\lambda z} \quad (\hat{\Psi}(\alpha, \beta, z) = 0)$$

и частного решения  $\hat{\phi}_m(\bar{z})$  неоднородного уравнения

$$\hat{U}_m^a(\bar{z}) = \hat{U}_m^0(\bar{z}) + \hat{\phi}_m(\bar{z}), \quad 0 < \bar{z} < h_m, \quad \bar{z} := z - z_{m-1}. \quad (11)$$

<sup>2</sup>Вычислим двумерное преобразование Фурье  $\hat{u}_0(\alpha, \beta, z)$  функции  $u_0(x, y, z) = 1/\sqrt{x^2 + y^2 + z^2}$ :

$$\hat{u}_0(\alpha, \beta, z) := F_2[u_0(x, y, z)](\alpha, \beta) = 2\pi e^{-\sqrt{\alpha^2 + \beta^2} z} / \sqrt{\alpha^2 + \beta^2} = 2\pi e^{-\lambda z} / \lambda, \quad \lambda = \sqrt{\alpha^2 + \beta^2}, \quad \lambda > 0, z > 0.$$

Найдем преобразование Ханкеля функции  $u_0(r, z) = 1/\sqrt{r^2 + z^2}$ ,  $r = \sqrt{x^2 + y^2}$ .

$$\text{Вспользуемся известным интегралом } \int_0^\infty e^{-\lambda|z|} J_0(\lambda r) d\lambda = \int_0^\infty \lambda (e^{-\lambda|z|} / \lambda) J_0(\lambda r) d\lambda.$$

$$\text{Следовательно, } \hat{u}_0(\alpha, \beta, z) = e^{-\lambda z} / \lambda = \mathcal{H}(ru_0(r, z))(\lambda), \quad 1/\sqrt{r^2 + z^2} = (\mathcal{H}^{-1}(e^{-\lambda|z|} / \lambda))(r).$$



Решение  $\hat{\varphi}_m(\bar{z})$ , удовлетворяющую однородным краевым условиям, найдем с помощью функции Грина  $G(\bar{z}, \zeta; \lambda, h_m)$ . Примем  $\bar{z} = z - z_{m-1}$ ,  $0 \leq \bar{z}, \zeta \leq h_m$ , тогда в  $m$ -том слое она примет вид: [1]:

$$G(\bar{z}, \zeta; \lambda, h_m) = \begin{cases} \lambda^{-1} \text{sh}(\lambda \bar{z}) \text{sh}[\lambda(h_m - \zeta)] / \text{sh}(\lambda h_m) & \bar{z} \leq \zeta, \lambda > 0, \\ \lambda^{-1} \text{sh}(\lambda \zeta) \text{sh}[\lambda(h_m - \bar{z})] / \text{sh}(\lambda h_m), & \bar{z} \geq \zeta, \lambda > 0. \end{cases} \quad (12)$$

Функцию  $\hat{\varphi}_m(\bar{z})$  и ее производную  $\hat{\varphi}'_m(\bar{z})$  определяют интегралы

$$\hat{\varphi}_m(\bar{z}) := -\int_0^{h_m} G(\bar{z}, \zeta; \lambda, h_m) \psi_m(\zeta) d\zeta, \quad \hat{\varphi}'_m(\bar{z}) = -\int_0^{h_m} G_z(\bar{z}, \zeta; \lambda, h_m) \psi_m(\zeta) d\zeta. \quad (13)$$

Если вставка расположена во втором слое, то  $\hat{\varphi}_1(\bar{z}) = \hat{\varphi}_3(\bar{z}) = 0$ ,  $\hat{\varphi}_2(\bar{z}) \neq 0$ . При формировании правой части СЛАУ относительно коэффициентов  $A_m(\lambda)$ ,  $B_m(\lambda)$ , в согласии с формулами (10), потребуются величины  $g_2^{up} := \sigma_2 \varphi'_2(0)$ ,  $g_2^{dwn} := \sigma_2 \varphi'_2(h_2)$ . Они рассчитываются по формулам (13). Присутствие в модели локальной вставки не изменит коэффициенты матрицы СЛАУ фоновой модели, но вектор правой части системы будет содержать термы, учитывающие величину источников аномального потенциала. Пусть вставка расположена во втором слое, тогда при расчете аномальных потенциалов вектор правой части  $\mathbf{f}_a^T$  системы будет иметь вид:

$$\mathbf{f}_a^T = (0, 0, g_2^{up} / \lambda \sigma_1, 0, g_2^{dwn} / \lambda \sigma_2).$$

Очевидно, правая часть  $\mathbf{f}^T = \mathbf{f}_n^T + \mathbf{f}_a^T$  обеспечивает расчет полного потенциала  $U = U^n + U^a$ .

### Выводы.

В контексте многомасштабного моделирования ЭМ полей в неограниченных неоднородных средах [4] в докладе приведен один из вариантов постановки и решения задачи ВЭЗ, построены алгоритмы, разработаны программы и выполнены численные эксперименты. На примере трехслойной модели среды в спектральной области сделаны оценки величин фоновых потенциалов, а также аномальных потенциалов, создаваемых погруженными распределенными источниками, индуцированными неоднородными локальными телами.

### Литература

1. Диткин В.А., Прудников А.П. Интегральные преобразования и операционное исчисление // М., Наука, 1974, 539 с.
2. Тихонова А.Н., Самарский А.А. Уравнения математической физики // М., Наука, 1966, 736 с.
3. Юдин М.Н., Спасский Б.А. Об оценке сходимости модифицированного алгоритма Шварца в прямой задаче ВЭЗ // Геофизика, №5, М., 2016. С.23-31.



4. Юдин М.Н., А. А. Румянцева. Многомасштабный подход к моделированию ЕМ полей в геоэлектрике // М.: Ваш полиграфический партнер, 2013. С. 265-267.



## **ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТЕЙ ИМПУЛЬСНЫХ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ЗОНДИРОВАНИЙ ПРИ ИЗУЧЕНИИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ (НА ПРИМЕРЕ БАХЧИСАРАЙСКОГО РАЙОНА ГОРНОГО КРЫМА)**

*Черкасов В.Г.\* (РГГРУ им Серго Орджоникидзе (МГРИ),  
vasiliycherkasov20@gmail.com),*

*Оборнев Е. А. (РГГРУ им Серго Орджоникидзе (МГРИ), obornevea@mail.ru),*

*Ивлева О.А. (РГГРУ им Серго Орджоникидзе (МГРИ), artel.alp@gmail.com),*

*Зуденков И.А. (РГГРУ им Серго Орджоникидзе (МГРИ) ivan.zoudenkov@gmail.com),*

*Шакиров Д.Ф. (РГГРУ им Серго Орджоникидзе (МГРИ), shakirov@mail.ru)*

*Научный руководитель – Оборнев Е.А. (Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе (МГРИ)).*

### **Аннотация**

В августе 2019 состоялась студенческая научно-методическая экспедиция в восточной части Бахчисарайского района Республики Крым. По трем профилям была проведена геофизическая съемка методом зондирования становлением поля (ЗС) с целью исследования разреза и оценки потенциала метода ЗС при работе в геологической обстановке, характерной для горного Крыма.

### **Ключевые слова**

Зондирование становлением поля (ЗС), метод переходных процессов, время становления поля, однопетлевая установка, геоэлектрический разрез.

Для проведения работ были определены три направления. Первый профиль проходил от с. Прохладное до г. Бахчисарай (8км), второй от пгт. Научный до горы Белая (5км) и третий находился в районе с. Трудолюбовка. (0.3км).

Параметрических скважин на протяжении профилей нет, но исследуемая территория находится в пределах полигона геологических практик МГРИ и МГУ, поэтому геологически довольно хорошо изучена по обнажениям. Однако такой подход не дает ясного представления о глубинных структурах, таких как тектонические нарушения и флексуры, а также не позволяет проследить изменения мощности отдельных слоев, имеющих небольшие выходы на земную поверхность. Картирование геологических структур, уточнение геологических границ и мощностей слоев в диапазоне глубин 200-300 метров и было одной из задач экспедиции. Измерения были проведены на более чем ста пикетах со средним шагом 150 м.

В качестве приемно-генераторной антенны применялась квадратная незаземленная петля из медного провода. В ней создаются импульсы тока, а в паузах измеряются отклики среды. Для этого использовалась портативная аппаратура TEM-FAST 48 [1]. Измерения в методе ЗС ведутся во временной области, более поздние времена становления соответствуют более глубинным частям разреза. На первых двух больших профилях в основном использовалась петля 100x100 метров, участки с обрывистым рельефом и непроходимой растительностью пропускались. На профиле в районе с. Трудолюбовка работы велись с петлей 50x50 метров.

С точки зрения геологического строения Бахчисарайский район расположен на северном крыле Крымского мегантиклинория [2]. При движении по профилям с востока на запад маршрут идет вверх по разрезу от позднеюрских до верхнемеловых и палеогеновых отложений. Тут выделяются две основных структурных единицы:





складчатый комплекс, представленный глинисто-песчаным флишем триаса-верхней юры и комплекс чехла, являющийся в некоторой степени периодичным чередованием известковых и глинопесчаных толщ, свидетельствующим о нескольких масштабных эпохах трансгрессии и регрессии моря [3].

По результатам трансформации кривых кажущегося сопротивления был получен псевдоразрез (рис.2). В каждой точке профиля зондирований строилась зависимость кажущегося сопротивления от эффективной глубины исследований  $\rho(h)$ . затем эти локальные 1D трансформации вторичных возбуждений среды объединялись в единый 2D псевдоразрез сопротивлений. Описание процесса трансформаций представлено в работе [4].

На псевдоразрезе уже выражаются были выявлены основные маркирующие горизонты разреза, ясно наклонное залегание слоев. К маркирующему горизонту на профиле с. Прохладное – г. Бахчисарай относится низкоомные глины бахчисарайской свиты ипрского яруса (сопротивление порядка 10 Ом·м), залегающие между датскими известняками, выделяющаяся наибольшим сопротивлением в разрезе (более 500 Ом·м), и известняками лютетского яруса (сопротивление 150 Ом·м). Положение этого проводника особенно ясно демонстрирует измерение в Шакульской балке. Также складчатый комплекс основания (таврическая свита) выражен низкими сопротивлениями. Слой представляет собой сложнодислоцированные чередования песчаника, алевролита и аргиллита, с меняющейся в разных участках преобладающей фацией, поэтому сопротивление слоя несколько неоднородно. В данном разрезе его геоэлектрическая граница с вышележащими глинистыми мергелями сенманского и сантон-кампанского возраста (сопротивление около 30 Ом·м) слабо различима. Но зато резко выделяется граница с последующими по возрасту туронскими известняками (сопротивление 120-200 Ом·м) (рис. 2).

На профиле пгт. Научный – г. Белая маркирующим является горизонт биасалинских глин баррем-аптского возраста (сопротивление около 15 Ом·м), залегающих между песчаниками резанской и высокобугорской свит. Однако на большей части профиля низкоомный слой глин экранирует нижележащие. Таврическая свита на этом профиле также подчеркивает границу с вышележащими высокоомными песчаниками (рис. 3).

По результатам, полученным по профилю в с. Трудюлюбовка, выделяется проводящая аномалия, которую возможно расценивать как тектоническое нарушение. По геологическим данным известно, что в крест положению профиля проходит Бодракский разлом. Так же можно заметить похожие значения проводимости и на профиле с. Прохладное – г. Бахчисарай и предположить, что это продолжение того же разлома.

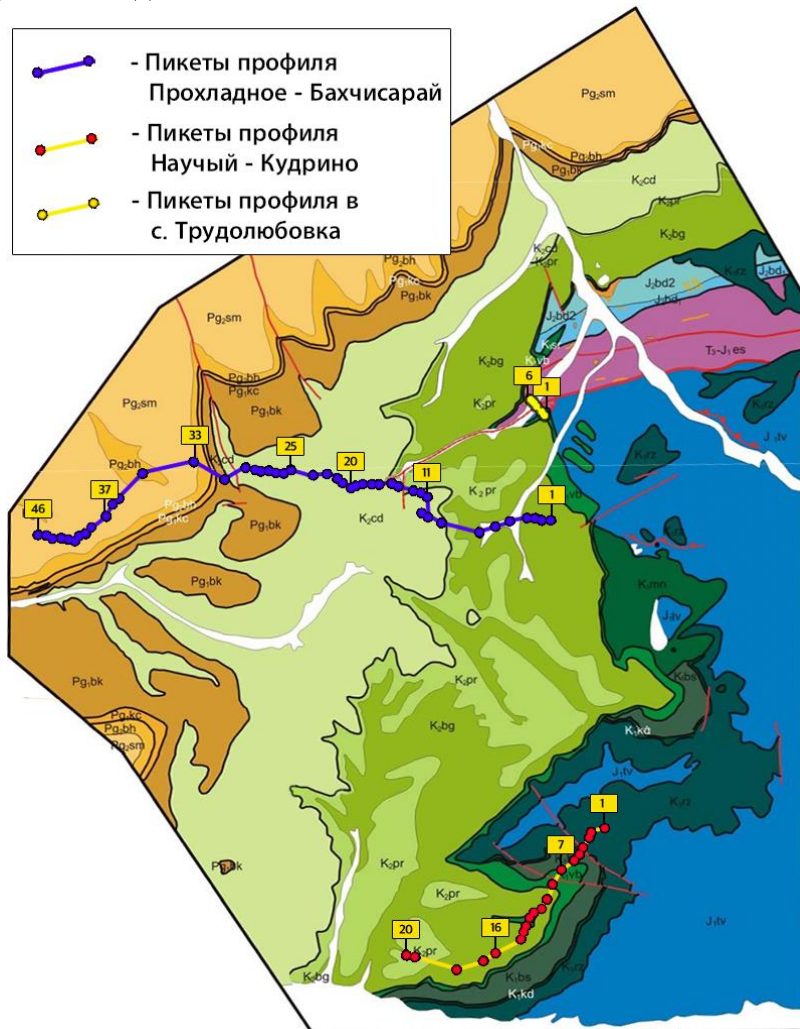
Решение обратной задачи дает представление о глубинном положении слоев, изменении их мощности и угла наклона залегания (рис.4-5). Тонкие же слои известняков и песчаников (до 10 м) выделить на основе полученных данных по профилям с. Прохладное – г. Бахчисарай и пгт. Научный – г. Белая не удастся. Для этого необходимо переходить к установкам с меньшей стороной петли. Так на геоэлектрическом разрезе в с. Трудюлюбовка была выделена высокобугорская свита, где измерения велись с антенной 50x50 метров. При этом наблюдается уменьшение глубинности зондирований до 100 м (рис. 6). Обработка и интерпретация данных выполнена с помощью программного кода TEM-Researcher.

В районе проведения работ измерения осложнены техногенным фактором. ЛЭП, электрозащита газопроводов, коммуникации, трансформаторы создают большие помехи для зондирований. Данные, полученные в таких пикетах, не поддаются

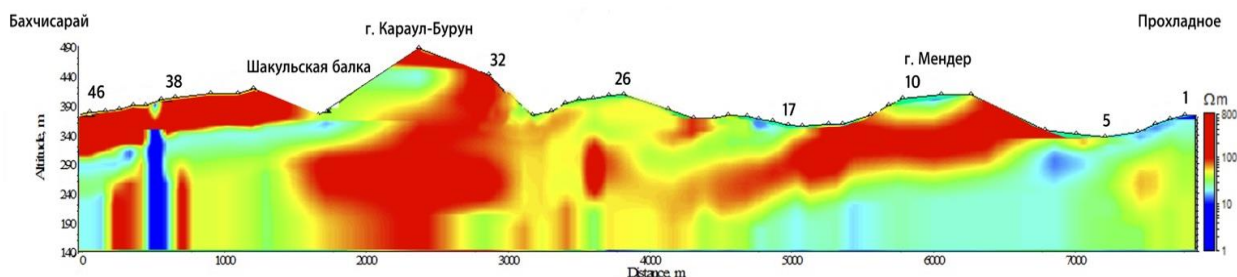


адекватной интерпретации. Особенно это характерно для района профиля пгт. Научный – г. Белая.

Проведенные исследования показывают, что импульсные электромагнитные зондирования могут применяться в горном Крыму и в схожих геологических условиях как действенный метод картирования границ слоев и поиска геологических структур, в частности потенциально водоносных.



*Рисунок 1. Карта фактического материала*



*Рисунок 2. Псевдоразрез по профилю с. Прохладное – г. Бакчисарай*

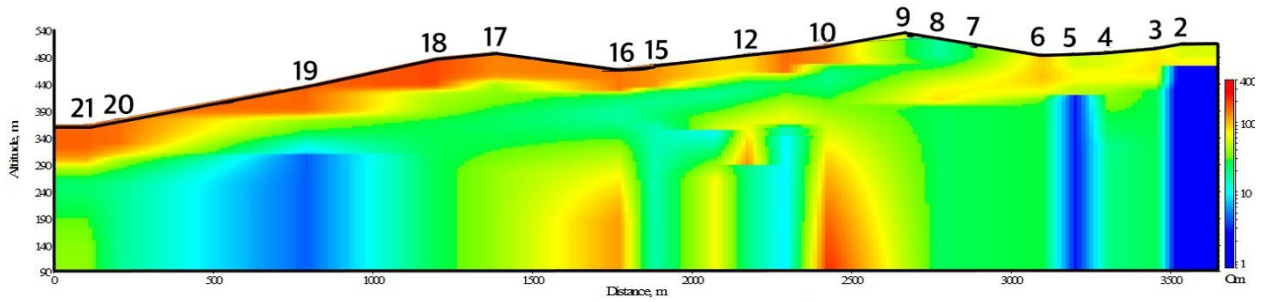


Рисунок 3. Псевдоразрез по профилю пгт. Научный – г. Белая

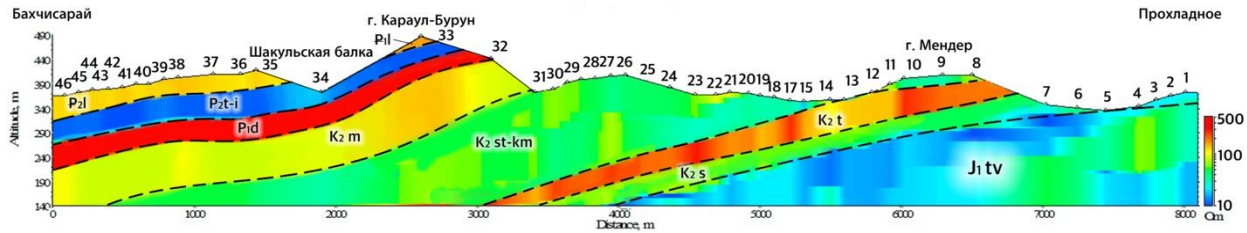


Рисунок 4. Геоэлектрический разрез по с. Прохладное – г. Бахчисарай

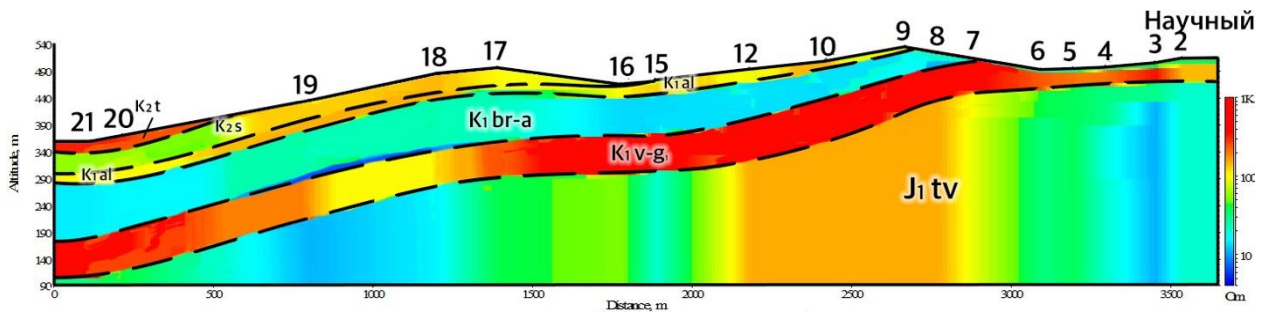


Рисунок 5. Геоэлектрический разрез по профилю пгт. Научный – г. Белая

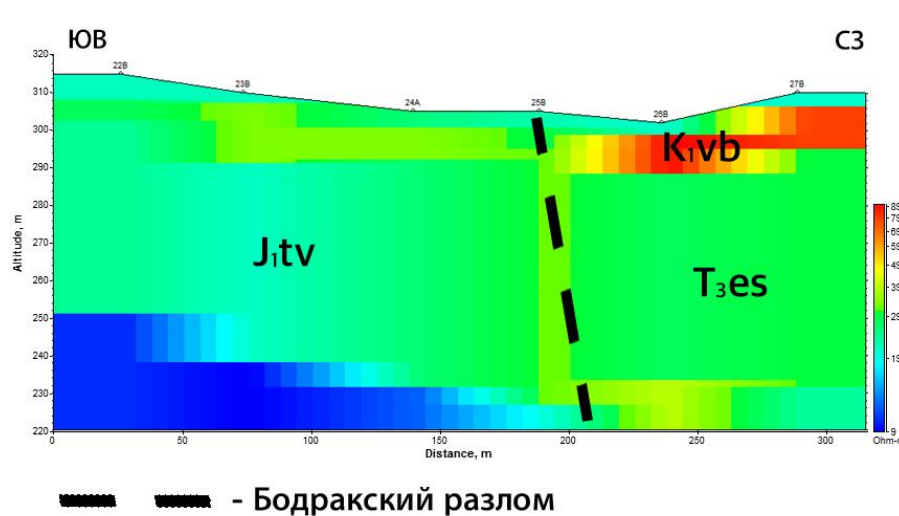


Рисунок 6. Геоэлектрический разрез по профилю в с. Трудолюбовка



**Литература**

1. AEMR Ltd., 2019. TEM-FAST, TEM-RESEARCHER, TEM-3D-WIZARD, Manuals, [www.aemr.net](http://www.aemr.net)
2. Муратов М. В., Глушко В.В., Гуревич Б.Л. и др. Геология СССР, том VIII. – М.: Изд-во Недр, 1969. 576 стр.
3. Никишин А.М., Алексеев А.С., Барабошкин Е.Ю. и др. Геологическая история Бахчисарайского района Крыма (учебное пособие по Крымской практике). – М.: Изд-во МГУ, 2006.
4. Barsukov P.O., Fainberg E.B. and Khabensky E.O. 2015. Shallow investigations by TEM-FAST technique: Methodology and examples, in *Electromagnetic Sounding of the Earth's Interior. Theory, Modelling, Practice*, Spichak, V.V., ed., Amsterdam: Elsevier, 2nd ed., 47–78.



## **ПРИМЕНЕНИЕ ТРЕХМЕРНЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССАМИ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В РИФЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ КАМОВСКОГО СВОДА**

*Шатобин Е.А. \* (АО «ИГурГИ», Shatobin92@mail.ru)*

**Аннотация.** В данной работе рассмотрено применение результатов интерпретации данных МОГТ-3D в процессе геологического сопровождения бурения горизонтальных скважин.

**Ключевые слова.** Сейсморазведка, интерпретация МОГТ-3D, сопровождение бурения, горизонтальные скважины, рифейские отложения.

### **Введение**

Добыча углеводородов в наши дни ведется в жарких пустынях и на шельфах морей Северного Ледовитого океана, в местах, где глубина моря достигает нескольких километров. Повышение сложности горно-геологических условий бурения, необходимость вовлечения в разработку залежей в коллекторах с трудноизвлекаемыми запасами требуют оперативного получения и анализа информации в широком спектре параметров геологического разреза. Цена ошибки в процессе строительства скважин огромна. Экологические, технологические и экономические последствия неправильных решений могут оказаться драматическими.

В подобных условиях возможность оперативного получения и обработки информации о параметрах бурения и геологическом строении играет решающую роль.

В Российской Федерации применение самых современных методов бурения скважин является очень актуальной задачей, так как добывающая промышленность России имеет лидирующее значение в наполнении государственного бюджета [1].

### **Геологическая характеристика района исследований**

Район отчетных работ находится в пределах Байкитской нефтегазоносной области (НГО) Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Нефтегазоносными являются отложения рифея и венда.

Основным объектом на рассматриваемом в настоящей работе месторождении является нефтяная залежь в рифейских отложениях. Рифейские толщи характеризуются сложным строением. Во время длительного предвендского перерыва в осадконакоплении рифейские комплексы пород подверглись сильным гипергенным изменениям и карстованию, что привело к значительной изменчивости коллекторских свойств пород [2].

В сейсмогеологическом отношении разрез представляет собой горизонтально-слоистую среду со сложным распределением скоростных неоднородностей в верхней части разреза (ВЧР) как по вертикали, так и по латерали и наличием здесь большого количества дизъюнктивных нарушений, являющихся, как правило, границами блоков скоростных неоднородностей.

### **Бурение скважин**

Бурение разведочных и эксплуатационных (горизонтальных) скважин подтвердило сложное геологическое строение природного резервуара.

Осложнения в процессе бурения ГС в рифейских отложениях:

- вскрытие не целевого интервала, из-за низкой точности структурных построений;



- резкое падение механической скорости проходки (вплоть до остановки) в следствие быстрого износа долот в интервале окремнелых доломитов;
- интенсивные поглощения бурового раствора;
- газоводонефтепроявления;

Возможными геологическими причинами, приведшими к осложнениям в процессе бурения ГС являются:

- недостаточная точность структурных построений;
- бурение вблизи крупных разломных зон;
- развитие процессов выщелачивания в зонах повышенной трещиноватости;

Для уменьшения неопределенности и минимизации геологических рисков в процессе бурения ГС на данном месторождении активно привлекаются сейсмические данные.

В условиях изучаемого разреза важной компонентой является правильная геологическая интерпретация сейсмических данных с учетом ретроспективного анализа фонда пробуренных скважин (сейсмогеологический анализ).

Сейсмогеологический анализ позволяет получить информацию о строении геологической среды на разных этапах исследований: от формирования концептуальной модели в условиях отсутствия или минимизации количества скважинных данных (ретроспективный анализ) до этапа мониторинга размещения скважин эксплуатационного бурения на разрабатываемом месторождении.

Авторами проведен анализ работы пробуренного фонда скважин и сейсмического волнового поля. На основе интерпретации полученных данных выработаны критерии для выделения перспективных участков под бурение горизонтальных скважин.

На ретроспективном этапе выполнена детальная корреляция основных отражающих горизонтов в интервале венд-рифей, что позволило значительно увеличить точность структурных построения и минимизировать риски вскрытия нецелевого интервала.

На этапе оценки проектных траекторий скважин выполняется детальный анализ волнового поля в районе бурения с использованием структурных атрибутов. Применение данного подхода позволяет определить траекторию скважин в районы с благоприятными сейсмогеологическими характеристиками, что значительно уменьшает геологическую неопределенность, повышает эффективность бурения (Рисунок 1).

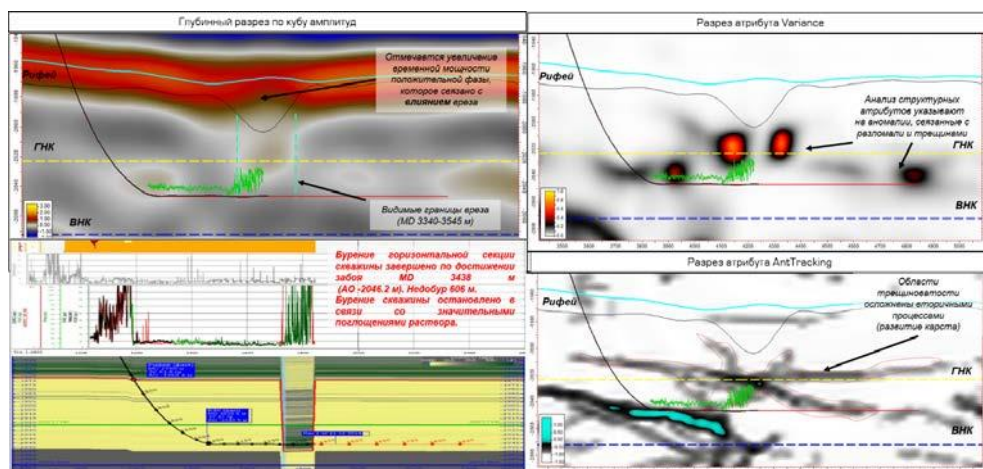


Рисунок 1. Пример анализа волнового поля пробуренной горизонтальной скважины



### **Вывод**

Сейсмогеологический анализ – один из важнейших этапов не только на этапе геологоразведочных работ, но также и на этапе эксплуатационного бурения скважин. Богатый фактический материал, накопленный за последние годы в рамках сейсмических исследований МОГТ-3D, дает основание более точно обозначить область применения сейсмогеологического анализа, оценить его эффективность и потенциал на всех этапах «жизни» месторождения.

Автор выражает признательность группе сейсмогеологического анализа АО «ИГиРГИ» за всестороннюю поддержку в подготовке материалов и содействии в написании данной работы.

### **Литература:**

1. Стищенко С.И., Сабиров А.Н., Геонавигация в 5 кликов.- М.: ООО «ЕАГЕ Геомодель», 2018.- 161 с.
2. Кошук Е.П., Кошук Н.П., Конторович А.А. Корреляция рифейских отложений междуречья Ангары и Подкаменной Тунгуски по материалам сейсморазведки, бурения и ГИС., Красноярск, КНИИГиМС, 1997, 92 с.
3. Овечкина В.Ю., Ольнева Т.В. Сейсмогеологический прогноз распространения коллектора для решения задач мониторинга эксплуатационного бурения// Нефтяное хозяйство. -2012. №6
4. Ольнева Т.В. Сейсмофациальный анализ. Образы геологических процессов и явлений в сейсмическом изображении. –М.: Институт компьютерных исследований.- 2017.-152с.
5. Жемчугова В.А., Резервуарная седиментология карбонатных отложений. – М.: ООО «ЕАГЕ Геомодель», 2014.-232 с.



**ВЫДЕЛЕНИЕ ЛОКАЛЬНЫХ АНОМАЛИЙ ГРАВИТАЦИОННОГО ПОЛЯ  
ДЛЯ ПОИСКА АНТИКЛИНАЛЬНЫХ СТРУКТУР НА ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ  
ЭНТРОПИЙНОГО ФИЛЬТРА.**

*Алишаллал А. А. ((МГРИ) email:bebarsshallal8@gmail.com),*

*Белов А.П. ((МГРИ)email:econg3@yandex.ru)*

**Аннотация:**

Процесс обработки и интерпретации геофизических полей заключается в извлечении из наблюдаемого поля информации о распределении источников, создающих это поле, и построении физико-геологической модели, близкой к реальным геологическим условиям.

**Ключевые слова:** Аномалий, гравитационный, структур, энтропийный фильтр .

Общепринятой моделью геофизического поля является аддитивная модель когда результат измерений поля  $F(X)$  вдоль оси наблюдений  $X$  представляет сумму аномалий  $A(X)$  и осложняющей ее помехи  $\Pi(X)$ . Аномалии содержат информацию для изучения распределения масс, создающих аномальную часть поля. Информация, по существу, заключается в отклонении частоты событий от закона случайного распределения (Рейхенбах Г., 1962). Отклонение, вызванное влиянием аномальных масс, несет в себе какое-то количество информации определенного содержания, имеющего конкретный геологический смысл. В данном случае количество информации служит обобщенной интегральной характеристикой неоднородности распределения аномальных масс, создающих эту аномальную часть поля (Урсул А.Д., 1968; Стрельцов В, А, 1977).

В результате возрастания потока разнородной информации, получаемой различными геофизическими методами, особую актуальность приобретают задачи обработки этой информации. В связи с этим возникает настоятельная необходимость разработки методов интерпретации потенциальных полей на единой количественной основе для повышения эффективности решения геологических задач. Актуальность определяется решением задач картирования геологических структур, выделения зон вертикальных плотностных контактов, поиск и обнаружение аномалий от антиклинальных структур, комплексирования геофизических методов с целью прогноза нефтегазоперспективности изучаемой площади, анализа результатов трансформации геофизических полей, изучения структуры геофизических полей на единой количественной основе. В данной работе предлагается методика обработки геофизических полей на основе методов энтропийной фильтрации в условиях минимума априорной информации об искомым объектах.

Достоинством данного подхода является то, что информация о геологическом строении, содержащаяся в геофизических полях, выражается в единой числовой форме, что обуславливает целесообразность выделения полезной информации на строгой количественной основе при минимуме априорных данных об объекте исследование





Предложенная методика выделения информации из геофизических полей позволяет проводить обработку и интерпретацию на единой количественной основе, т.е. дает в руки интерпретатора количественную характеристику фактора, определяющего, в основном, распределение источников, создающих аномальную часть геофизических полей.

В качестве меры количества информации используется энтропия в понимании Н.Винера (Винер, 1961). Энтропия выступает в качестве меры количества информации об источнике, создающем аномальную часть гравитационного поля. Для выделения аномалий вдоль профиля используется скользящий энтропийный фильтр заданного размера. Исследования на модельных примерах показали высокую эффективность энтропийного фильтра при обнаружении источника информации, в частности, локальных аномалий, связанными с локальными структурами, создающими эту аномальную часть гравитационного поля. В результате практического применения скользящего энтропийного фильтра на ряде площадей восточной Туркмении, в частности Мургабской впадины, были выделены зоны для которых в наблюдаемом гравитационном поле хорошо выделяются локальные аномалии, связанные с изменением рельефа графитирующих поверхностей, связанными с антиклинальными структурами, которые могут являться ловушками для нефти и газа.

#### **Литература.**

1. Винер Н. «Кибернетика или управление и связь в животном и машине», 1961г.
2. Пугачев В.С. «Теория случайных функций», 1957 г
3. Васов О.К., Белов А.П. «Информационный подход к анализу геофизических полей». – Изв. АН ТССР. Сер. физ.-техн., хим. и геол. наук, 1982. №6, с.63-67
4. Никитин А.А., Васов О.К., Белов А.П. «Применение энтропийного фильтра для обработки геофизических полей» - Изв. АН ТССР. Сер. физ.-техн., хим. и геол. наук, 1983. №5, с.108-110.



## **ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ КАРОТАЖА СКВАЖИНЫ ТАБЕЛА 12 ПРИ ПОИСКАХ ПОДЗЕМНЫХ ВОД В ОАЗИСЕ ЭЛЬ-БАХАРИЯ, ЗАПАДНАЯ ПУСТЫНЯ ЕГИПТА**

*Гавеиш В. Р. (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), г. Москва, Россия, igorech@rambler.ru)*

*Мараев И.А. (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), г. Москва, Россия, igorech@rambler.ru)*

**Аннотация:** Район исследования расположен в окрестностях деревни Мандиша в северной части оазиса Эль-Бахария в Западной пустыни Египта. Он страдает от нехватки поверхностных вод, поэтому необходимо искать другой источник воды как неглубокие подземные воды в исследуемом районе. Скважина Табела\_12 была выбрана в этом исследовании для определения глубины водоносных горизонтов в зонах (А, Б, В и Г) и построения геоэлектрической модели, используемой для интерпретации данных методов ВЭЗ и ЗСБ. Результаты интерпретации ГИС в скважине Табела\_12 показали, что Зона А залегает в интервале глубин от 10м до 30м, Зона Б - от 110м до 160м, Зона В - от 200м до 225м и от 280м до 300м, и Зона Г - от 570м до 685м. Кажущееся сопротивление длинного потенциал-зонда в зонах (А, Б, В и Г) изменяется в пределах от 167 Ом.м до 669 Ом.м, а короткого потенциал-зонда изменяется в пределах от 69 Ом.м до 436 Ом.м. Показания ГК в зонах (А, Б, В и Г) изменяется в пределах от 14.3 API до 22.6 API.

**Ключевые слова:** ГИС, ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ, ОАЗИС ЭЛЬ-БАХАРИЯ, ЕГИПЕТ.

Основной водоносный горизонт в исследуемом районе расположен в нубийском песчанике, который залегает непосредственно на поверхности фундамента. Нубийский песчаник датируется сеноманом и состоит из песчаника от мелкого до грубого с прослоями глины. Водоносный горизонт Нубийского песчаника в оазисе Эль-Бахария подразделяется на 5 зон (А, Б, В, Г и Д). Зоны А, Б и В, - залегают на глубине менее 300 метров, а зоны Г и Д залегают на глубине более 300 метров [1, 2, 3, 4, 5].

Ближайшая скважина к району исследования скважина Табела\_12 расположена в 2-х км от него в точке с координатами 28.333° С, 28.933° В, альтитуда устья скважины 123м. Глубина скважины в диапазоне от 0 м до 800 м. Скважина Табела\_12 была выбрана для построения литологического разреза, определения глубины залегания водоносных горизонтов в зонах (А, Б, В и Г) и построения геоэлектрической модели, используемой для интерпретации данных методов ВЭЗ и ЗСБ.

В настоящем исследовании комплекс методов каротажа скважин включает кривые электрического и гамма каротажа. Электрический каротаж проведен двумя потенциал-зондами: коротким потенциал-зондом длиной 16 дюймов "R<sub>16</sub>" и длинным потенциал-зондом длиной 64 дюйма "R<sub>64</sub>". Потенциал зонды обладают разной глубиной исследования: короткий потенциал-зонд А16М несет информацию о сопротивлении зоны проникновения в проницаемых пластах, в которой пластовая вода замещена фильтратом бурового раствора, а длинный потенциал – зонд несет информацию о сопротивлении неизменной части проницаемого пласта. Поэтому кривые зондов А64М и А16М расходятся против коллекторов; проницаемых водоносных зон (А, Б, В и Г) и совпадают против непроницаемых пластов глин.

Кажущееся сопротивления длинного потенциал зонда против водоносных пластов в зоне Г изменяется в пределах от 326.09 до 668.45 Ом.м., а против глин от 48.91 до



138.59 Ом.м. Показания ГК против пластов глин изменяются в пределах от 55.84 до 71.74 API, а против водоносных зон Г от 13.86 до 31.38 API (Рис. 1).

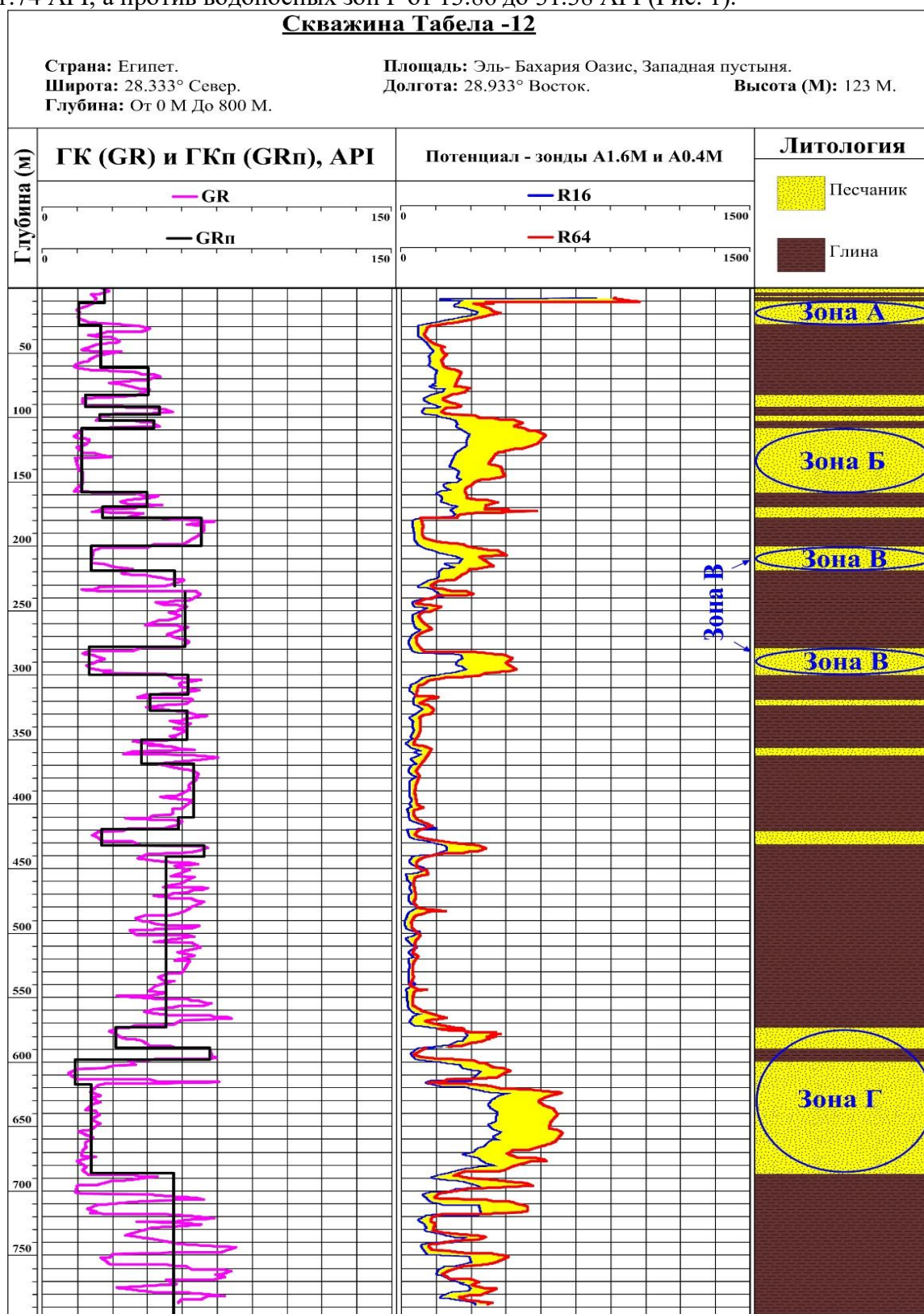


Рис. 1. Скважина Табела\_12

По данным каротажа геологический разрез скважины Табела\_12 включает 12 слоев: первый слой - песчаник с незначительными прослоями глин (от 0 м до 10 м);



второй слой - песчаник (зона А «от 10 м до 30 м»); третий слой - песчаник с незначительными прослоями глин (от 30 м до 110 м); четвертый слой - песчаник (зона Б «от 110 м до 160 м»); пятый слой - глина с незначительными прослоями песчаника (от 160 м до 200 м); шестой слой - песчаник (зона В «от 200 м до 225 м»); седьмой слой - глина (от 225 м до 280 м); восьмой слой - песчаник (зона В «от 280 м до 300 м»); девятый слой- глина с незначительными прослоями песчаника (от 300 м до 430 м); десятый слой - глина (от 430 м до 570 м); одиннадцатый слой - песчаник с незначительными прослоями глин (зона Г «от 570 м до 685 м») и двенадцатый слой - глина (от 685 м до 800 м).

Уровень воды в скважине 10 м. Поэтому интервале от 0 до 10 метров скважина документирована по керну. Основными водоносными горизонтами являются зоны А, Б, В и Г. Зона А залегает в интервале глубин от 10 до 30 м, зона Б залегает в интервале глубин от 110 до 160 м, зона В залегает в интервалах глубин от 200 до 225 м и от 280 до 300 м, и зона Г залегает в интервале глубин от 570 м до 685 м (Рис. 1).

Как уже упоминалось, скважина Табела\_12 (Рис. 1) включает 4 зоны (зоны А, Б, В и Г). Параметры водоносных зон, определенных по данным комплекса ГИС в скважине Табела\_12, представлены в таблице 1.

Таблица 1. Параметры водоносных зон в скважине Табела\_12

ЗОНЫ	ГЛУБИНА (М)	ТОЛЩИНА (М)	ГК (API)	R <sub>16</sub> (ОМ.М)	R <sub>64</sub> (ОМ.М)
Зона А	10 – 30	20	15.67	85 - 320	167 - 419
Зона Б	110 - 160	50	14.29	157- 286	277 – 613
Зона В, Первый Слой	200 - 225	25	21.20	88 - 258	295 – 452
Зона В, Второй Слой	280 - 300	20	21.65	69 - 272	313 - 484
Зона Г	570 - 685	115	22.62	265 - 436	326 - 669

По результатам интерпретации комплекса ГИС в скважине Табела\_12 была построена геоэлектрическая модель, которая была использована для интерпретации данных методов ВЭЗ и ЗСБ. Геоэлектрическая модель, использованная для интерпретации данных ВЭЗ и данных ЗСБ состоит из 7 слоев до глубины 225м (Таблица 2).

Таблица 2. Геоэлектрическая модель для интерпретации данных ВЭЗ и данных ЗСБ в других исследования

№ Слоя	Литология	Глубина (М)	Толщина (М)	Удельное Сопротивление (Ом.М)
Первый Слой	Песчаник, переслаиваемый глиной	0 – 10м	10м	-----
Второй слой	Песчаник (зона А).	10 – 30м	20 м	400 Омм
Третий слой	Песчаник, переслаиваемый глиной	30 - 110 м	80 м	180 Омм
Четвертый слой	Песчаник (зона Б).	110 - 160 м	50 м	500 Омм
Пятый слой	Глина переслаиваемая Песчаником	160 - 200 м	40 м	80 Омм
Шестой слой	Песчаник (зона В).	200 - 225 м	25 м	500 Омм
Седьмой слой	Глина	225 м -		70 Омм



**Выводы:**

1. Водоносные горизонты в скважине Табела\_12 состоят из песчаника и включаются 4 зоны (А, Б, В и Г). Зона А залегает в интервале глубин от 10м до 30м, Зона Б залегает в интервале глубин от 110м до 160м, Зона В залегает в интервале глубин от 200м до 225м и от 280м до 300м, и Зона Г залегает в интервале глубин от 570м до 685м.
2. Кажущееся сопротивление длинного потенциал-зонда в зоне А изменяется в пределах от 167 Ом.м до 419 Ом.м, в зоне Б - от 277 Ом.м до 613 Ом.м, в зоне В - от 295 Ом.м до 484 Ом.м и в зоне Г - от 326 Ом.м до 669 Ом.м.
3. Кажущееся сопротивление короткого потенциал-зонда в зоне А изменяется в пределах от 85 Ом.м до 320 Ом.м, в зоне Б - в пределах от 157 Ом.м до 286 Ом.м, в зоне В - от 69 Ом.м до 272 Ом.м и в зоне Г - от 265 Ом.м до 436 Ом.м.
4. Показания ГК в зоне А равны 15.7 API, в зоне Б равен в 14.3 API, в зоне В изменяется в пределах от 21.2 API до 21.6 API и в зоне Г равен в 22.6 API.

**Литература**

1. Diab M.S. Hydrogeological and hydrochemical studies of the Nubian sandstone water-bearing complex in some localities in United Arab Republic // PhD Thesis, Assiut University, Egypt, 1972.
2. El\_Bastawesy M., Faid A. and El\_Gammal S.A. The quaternary development of tributary channels to the Nile River at Kom Ombo area, Eastern Desert of Egypt and their implication for groundwater resources // Journal of Hydrological Process, 2010, Volume No. 24, Pages: 1856 –1865.
3. Himida I.H. Artesian water of the oases of Libyan Desert in U.A.R // Ph.D. Thesis, 1964, M.G.R.U Moscow (Russian language).
4. Khalifa R.M. Study of groundwater resources management in El-Bahariya Oasis // PhD Thesis, Faculty of Science, Alexandria University, Egypt, 2006, 226 P.
5. Salem A.A. Hydrogeological studies on the Nubia sandstone aquifer in Bahariya and Farafra Depressions, Western Desert, Egypt // Ph.D Thesis, Faculty of Science, Ain Shams University, Egypt, 2002, 165



## **ИССЛЕДОВАНИЕ ТРЕЩИНОВАТОСТИ НА ПРИМЕРЕ ГРАНИТНЫХ МАССИВОВ РЕСПУБЛИКИ КАРЕЛИЯ С ПРИВЛЕЧЕНИЕМ МЕТОДА ГЕОРАДИОЛОКАЦИИ**

*Исакова Е.П.\* (Санкт-Петербургский Горный университет,  
isakowa.ek@yandex.ru)*

### **Аннотация**

В данной статье рассмотрена проблема выбора оптимального комплекса геофизических методов с целью изучения распространения и локализации трещин в массиве горных пород. Выявлена и обоснована необходимость использования георадиолокационных работ на месторождениях облицовочного камня в процессе исследования массива. На основе проведенного исследования автором предложено использование двух типов антенн с целью проникновения на различные глубины. Представленные выводы отражают эффективность исследования трещиноватости на месторождении облицовочного камня методом георадиолокации.

### **Ключевые слова**

гранитный массив, трещиноватость, георадиолокационные исследования скальных пород, георадар, трещиноватость облицовочного камня

### **Введение**

Способность видеть сквозь твердые материалы имеет важное применение в различных областях, особенно это касается исследований, направленных на изучение разрушающих свойств.

При оценке трещиноватости основной породы очень важно заранее определить не только поверхностное распределение трещин, но и степень внутреннего растрескивания. В связи с этим изучение трещиноватости на месторождениях облицовочного камня является одной из основных, сложных и требующих детальных исследований задач.

От правильного и рационального решения этой задачи зависит дальнейшая разработка месторождения на облицовочный или строительный камень. Возникает необходимость в дополнительной оценке зон трещиноватости горного массива при поиске и разведке месторождений облицовочного камня.

Одним из способов повышения эффективности геологоразведочных работ на месторождениях облицовочного камня могут служить методы геофизики. Зондирование бетона, грунта или коренной породы может предоставить более подробную информацию о недрах. Наземная георадиолокационная съемка способна обеспечивать непрерывное профилирование подповерхностных объектов с высоким разрешением и может определять местоположение объектов и горизонтов в различных масштабах. Методика георадара находит применение в самых разных областях, таких как архитектура, инженерия, природопользование и разведка полезных ископаемых. Она хорошо зарекомендовала себя при изучении верхней части геологической среды, обладает чувствительностью к маломощным неоднородностям, решает широкий круг задач, обладает высокой производительностью и относительно низкой стоимостью.

### **Методика исследований**

Методы геофизики, применяемые при поиске и разведке месторождений облицовочного камня, должны обладать рядом характеристик для эффективного решения поставленной задачи:



- во-первых, при разведке, исходя из специфики добычи природного камня открытым способом до первых десятков метров, целесообразно использование малоглубинных методов;
- во-вторых, для получения более качественной и детальной информации о строении изучаемого объекта необходима высокая плотность измерений;
- в-третьих, проводимые исследования должны сопоставляться с геологической информацией на основе взаимодополняемости;
- в-четвертых, экономическая эффективность – геофизические работы должны иметь низкую себестоимость вследствие относительно невысокой цены природного камня по сравнению с другими полезными ископаемыми, а также способствовать сокращению общих расходов на разведку.

Комплексирование геофизических данных способно обеспечить более надежные и достоверные данные. Выбор комплекса напрямую зависит от поставленной задачи и геологического строения горного массива.

Использование георадиолокационной съемки при поиске и разведки месторождений облицовочного камня позволяет определить мощность и рельеф как коренных, так и четвертичных пород, определить наличие блоков с хорошо проявленной природной отдельностью, в масштабных случаях – выделение значительных крупных тектонических зон.

Георадар способен решить задачу локализации трещиноватости, но необходимо учитывать, что наличие четвертичных отложений, обводненности, глинистых включений способны влиять на глубинность и детальность исследований.

При испускании импульса георадаром в исследуемое пространство хорошо проявленная отдельная трещина будет отражать сигнал и формировать протяженную ось синфазности в случае водонасыщения, минерализации трещин. Оперяющая трещиноватость формирует хаотичное волновое поле, кроме того при обработке георадарограмм данные трещины могут интерпретироваться как одна крупная. Из этого следует, что все наполнители трещин, а также их количество и ширина приводят к изменению амплитудно-фазовых характеристик сигнала, и в последствии интерпретатор видит отражающую границу.

Исследования массива гранитоидов проводилось на примере участка, расположенном в республике Карелия. Опытное георадарное зондирование проведено на частично вскрытой части месторождения. Из-за неравномерной мощности четвертичных отложений (0,3 – 3 метра) и приповерхностных неоднородности коренных пород (трещиноватости, наличие ксенолитов основных пород) предельная глубина зондирования составила не более 5 метров. Однако имело смысл поставить георадарное зондирование по двум – трем профилям после отработки первого горизонта, для необходимости прослеживания субгоризонтальной трещиноватости. По документации в процессе отработки месторождения зафиксированы субгоризонтальные зоны трещиноватости, развитые в массиве гранитоидов.

Основной структурной особенностью массива скальных горных пород является наличие многочисленных поверхностей ослаблений или различных неоднородностей от контактов между отдельными минеральными зёрнами, микро- и макротрещиноватости до региональных и планетарных разрывных структур – разломов. Степень распространения неоднородностей неодинакова, однако для скальных массивов весьма характерна высокая упорядоченность их пространственной ориентации.



**Рисунок 1.** Участок изучаемого месторождения

Рисунок 1 наглядно демонстрирует отсутствие хорошей изученности массива горной породы, что привело к отрыву блока не по направленной, а по внутренней, неупорядоченной трещине. С целью предотвращения подобных происшествий, влекущие за собой и экономические, и технические потери, необходимо проводить детальные исследования.

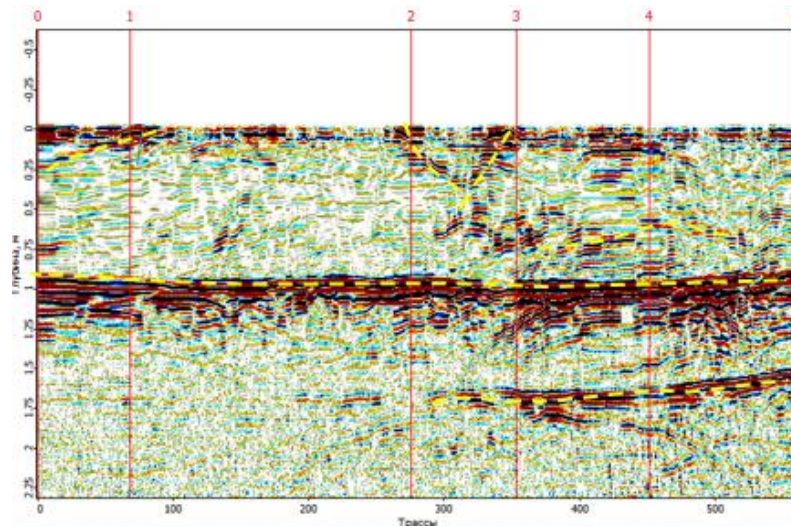
Опытное георадарное зондирование проведено на частично вскрытой части месторождения республике Карелия. Георадарная съемка проведена как дополнительный метод при изучении месторождения блочного камня.

Месторождение представлено интрузивными гранитами двух типов: серовато-розовыми неравномерно зернистыми плагио-микроклиновыми гранитами, гнейсогранитами и серыми и темно-серыми среднезернистыми плагиоклазовыми гранитами. Среди гранитов встречаются маломощные короткие прожилки кварца и пегматита и небольшие ксенолиты основных пород-амфиболитов, габбро и биотитовых гнейсов. Поверхность участка не нарушена горными выработками, но имеются скопления глыб некондиционного сырья.

В качестве примера приводится радарограмма одного из профилей, сделанная при помощи георадара «ОКО-2» с центральной частотой 1,2ГГц (рисунок 2). Под номерами 1-3 выделены визуально наблюдаемые истинные вертикальные трещины, находящиеся около скважины. Четвертый замер производился в непосредственной близости от скважины (маркер 4). По профилю отчетливо выделяются георадарные комплексы, соотносящиеся с субгоризонтальной нарушенностью.

На данном участке произведено заверочное бурение, результаты керна которого документально зафиксированы. По анализу керна выявлена трещиноватость, коррелируемая с данными, полученными при интерпретации радарограммы. При этом можно проследить направление и протяженность визуальных вертикальных трещин. Наиболее «чистые» участки радарограммы отвечают монолитам.





**Рисунок 2.** Результат обработки радарограммы

### **Выводы**

На основе исследования свойств трещиноватости горного массива и практических наблюдений в естественных условиях можно отметить, что георадарная съемка является одной из перспективной методикой при поиске и разведки месторождений блочного камня. Несмотря на то, что эффективная глубина исследований составила около 7 метров, данные бурения и георадарограммы полностью коррелируют друг друга. На полученных данных характер волнового поля резко отличается, при этом отчетливо прослеживаются субгоризонтальные нарушения. Исходя из исследований можно говорить о необходимости методически обоснованного применения георадара для изучения трещиноватости, а также более детальное исследование данной проблемы.

### **Список литературы**

1. Данильев С.М., Данильева Н.А. Перспективы электроразведочных исследований дамб гипсонакопителей в рамках геотехнического мониторинга / 15-я юбилейная научно-практическая конференция и выставка «Инженерная и рудная геофизика 2019», тезисы доклада, Геленджик 2019, с.278-284
2. Данильев С.М., Данильева Н.А. Особенности электромагнитного поля георадарограмм при исследовании скрытых полостей в инженерно-технических объектах/ 14-я научно-практическая конференция и выставка «Инженерная и рудная геофизика 2018», Алматы, Казахстан
3. Данильев С.М., Глазунов В.В., Ефимова Н.Н., Недялков В.С., Штенгель В.Г. Комплексирование методов тепловизионного и георадиолокационного сканирования для выявления полостей под железобетонными плитами крепления грунтовых откосов гидротехнических сооружений/ 14-я научно-практическая конференция и выставка «Инженерная и рудная геофизика 2018», Алматы, Казахстан
4. Данильев С.М., Данильева Н.А. Частотные составляющие динамических атрибутов волнового электромагнитного поля георадарограмм // International Journal of Engineering & Technology № 7 (2.13), 2018 г. 127-132 с.
5. Рязанцев П.А. Повышение эффективности разведки месторождений облицовочного камня на основе электротомографии, . Петрозаводск, 2015 г., 169 с.
6. Тутакова А.Я., Романовский А.З., Булах А.Г., Ю.В. Лир Облицовочный камень Ленинградской области. Граниты Карельского перешейка в современной архитектуре Санкт-Петербурга. Санкт-Петербург: Русская коллекция, 2011. 80 с.



## ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ДАННЫХ О ТЕПЛОВЫХ СВОЙСТВАХ ОСАДОЧНЫХ ПОРОД

*Калинина М.С.\* (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), kalininamarya@gmail.com)*

**Аннотация:** в результате анализа современного состояния аппаратно-методической базы и задач тепловой петрофизики показана необходимость повышения качества измерений объемной теплоемкости и температуропроводности осадочных пород. Сформулированы требования к развитию аппаратно-методической базы, которые должны обеспечить необходимое повышение качества объемной теплоемкости и температуропроводности вместе с измерениями теплопроводности для эффективного решения широкого круга задач современной нефтегазовой науки и индустрии.

**Ключевые слова:** теплопроводность, температуропроводность, объемная теплоемкость, месторождения тяжелой нефти, нетрадиционные ресурсы углеводородов.

Развитие тепловых методов добычи и моделирования осадочных бассейнов и нефтегазоносных систем связано повышением требований к качеству экспериментальных данных о комплексе тепловых свойств пород - теплопроводность, температуропроводность, объемная теплоемкость - и расширением применения данных об этих свойствах таких областях нефтегазовой науки и индустрии, как термогидродинамическое моделирование резервуаров при методах добычи с использованием разогрева пласта, бассейновое моделирование, моделирование температурного поля для температурного мониторинга месторождения, петрофизические работы по поиску, разведке и разработке нетрадиционных запасов углеводородов (Рисунок 1).



*Рисунок 1. Применение методов тепловой петрофизики при поисках, разведке и добычи углеводородов.*

Получение информации о тепловом потоке и комплексе тепловых свойств минеральной матрицы пород и порового флюида (газ, нефть, вода) необходимо для создания представительных баз данных тепловых свойств месторождений углеводородов. Именно базовые физические свойства, такие как теплопроводность,



объемная теплоемкость, температуропроводность являются исходными параметрами для расчета теплопереноса в средах. Такие расчеты нужны как на стадии термогидродинамического моделирования резервуаров тяжелых нефтей, бассейнового моделирования, так и на стадии проектирования и разработки технологии добычи. Надежные исходные данные о тепловых свойствах осадочных пород необходимы при моделировании при помощи любых программных комплексов для гидродинамического и бассейнового моделирования - ECLIPSE Thermal, PumaFlow, CMGStars; для бассейнового моделирования – PetroMod, Themis; для моделирования геотермальной энергетики – TOUGH-2, TOUGH-3 и др.

Исследование вышеперечисленных тепловых свойств в настоящее время особенно актуально для пород баженновской свиты и доманиковой формации по причине малой изученности этих свойств.

Как известно, теплопроводность  $\lambda$  определяется из уравнения Фурье. Если измерениям теплопроводности уделялось серьезное внимание с середины прошлого столетия в связи с началом активных работ по измерениям теплового потока в недрах, то измерениям объемной теплоемкости и температуропроводности долгое время не уделялось должного внимания, что привело к позднему созданию аппаратно-методической базы и формированию ненадежных баз данных. Теплопроводность и температуропроводность  $a$  связаны соотношением  $C = \lambda/a$  через еще одно тепловое свойство – объемную теплоемкость  $C$ , которая связана с удельной теплоемкостью  $c$  и плотностью среды  $\rho$  соотношением  $C = c \cdot \rho$ . В настоящее время качество измерений объемной теплоемкости значительно уступает качеству измерений теплопроводности, что при достаточно узком диапазоне вариаций объемной теплоемкости создает серьезные проблемы в нефтяной науке и индустрии и требует усилий по совершенствованию методов и средств определений объемной теплоемкости. Если методы измерений плотности пород освоены достаточно хорошо, то измерения удельной теплоемкости сопряжено с достаточно серьезными сложностями и являются довольно трудоемкими. Экспериментальное измерение удельной теплоемкости чаще всего проводится калориметрическими методами, основными недостатками которых являются техническая сложность установки и невозможность корректного измерения удельной теплоемкости, так как в калориметрах учитывается небольшая доля теплоты.

Использование аналитических формул для вычисления объемной теплоемкости возможно лишь для качественной оценки требуемой величины. Для количественной оценки аналитические методы не могут конкурировать по точности с экспериментом даже для веществ более простых, чем горные породы. Однако данные объемной теплоемкости, полученные через удельную теплоемкость и плотность пород, ненадежны и часто выходят даже за реальный диапазон возможных значений объемной теплоемкости. Поэтому достоверно определить значение объемной теплоемкости для осадочных пород только по значениям тепловых свойств ее матрицы невозможно и необходимо учитывать информацию о ее пористости, типе порового флюида, содержании органического вещества. Зависимость объемной теплоемкости от пористости будет меняться в зависимости от типа порового флюида. При 100%-ом заполнении пор нефтью, воздухом и керосином объемная теплоёмкость будет уменьшаться с увеличением пористости, для пород, заполненных водой – увеличиваться.

Сегодня в научно-исследовательских и производственных работах наиболее надежными методами определения комплекса тепловых свойств горных пород, особенно осадочных, являются метод оптического сканирования и метод разделенного стержня [1, 2]. Наиболее эффективным является метод оптического сканирования [2], который позволяет проводить бесконтактные измерения как на стандартных образцах,



так и на полноразмерном керне, при этом образцы не требуют специальной подготовки. Метод оптического сканирования производит одновременные измерения теплопроводности и температуропроводности, а, следовательно, и объемной теплоемкости. Этот метод имеет высокую пространственную разрешающую способность профилирования (1 мм). Данные теплопроводности, полученные методом оптического сканирования, имеют широкий динамический диапазон в отличие от данных объемной теплоемкости. Однако, если полная погрешность измерений теплопроводности данным методом составляет 2,5%, то для объемной теплоемкости данный параметр составляет не менее 5% (при доверительной вероятности 0,95).

На данном этапе развития тепловой петрофизики стоит задача повышения качества измерения объемной теплопроводности. Поскольку при использовании практически всех методов измерений определение объемной теплоемкости проводится не напрямую, а через соотношение между теплопроводностью и температуропроводностью, то необходимо изучить зависимости систематической погрешности измерений температуропроводности образцов пород в зависимости от различных параметров режимов измерений температуропроводности. Решение данной задачи должно включать в себя как параметрические исследования теоретических моделей методов измерений с целью оптимизации параметров режима измерений, так и совершенствование измерительной аппаратуры [1, 2]. Целью данных работ является обеспечение массовых измерений одновременно теплопроводности, температуропроводности, объемной теплоемкости на полноразмерном керне и стандартных образцах с сохранением полной погрешности измерений теплопроводности на уровне 2,5% и достижением полной погрешности измерений объемной теплоемкости не хуже 3,5%.

### Литература

1. Bording, T. S., Nielsen, S. B., & Balling, N. (2016), The transient divided bar method for laboratory measurements of thermal properties. *Geophysical Journal International* 207(3), 1446–1455. doi: 380 <http://dx.doi.org/10.1093/gji/ggw278>
2. Popov, Y., Beardsmore, G., Clauser, C., & Roy, S. (2016), ISRM suggested methods for determining thermal properties of rocks from laboratory tests at atmospheric pressure. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 448 49(10), 4179–4207. doi: <http://dx.doi.org/10.1007/s00603-016-1070-5>



**ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
МРАМОРОВ «ТЕМНОЕ ЦАРСТВО»**

*Байкузин М.И. \* (РУДН, maksbaikyzin@narod.ru).*

*Абрамов А.М.. (РУДН)*

**Аннотация.** В данной статье рассказывается о результатах геолого-геофизического исследования, выявляются критерии золотоносности кварцевой жилы на примере месторождения мрамора «Темное царство».

**Ключевые слова:** геофизика, минералогия, месторождение мрамора, золото.

Цель данной работы - изучение месторождения мрамора «Темное царство» Миасского района Челябинской области с помощью геофизических и минералогических методов исследований.

Основные задачи: 1) Установление наиболее эффективных геофизических методов исследований для изучения запасов мрамора на примере месторождения «Темное царство» 2) Поиск признаков золотоносного оруднения на примере кварцевой жилы в районе месторождения мраморов «Темное царство»

Объектом данного исследования являлись геологические тела и слагающие их горные породы на месторождении «Темное царство». В данных исследованиях были использованы различные геофизические методы, такие как радиометрия, магниторазведка (каппаметрия) и пассивная электроразведка.

Исследования методом пассивной электроразведки основаны на измерении электропроводности горных пород. Измерения проводились с помощью мультиметра в микровольтах (мВ), по профилям, вдоль и вкrest пути маршрута, на глубину 1, 3 и 5 метров. Результаты данного исследования позволяют выявить наличие геологических тел с высокой электропроводностью на той или иной глубине. Серьезным недостатком данного метода являются возможные помехи, создаваемые чрезмерной влажностью почвы, а также корнями растений и прочими подземными объектами, не связанными с геологическим строением исследуемого района.

Метод магниторазведки-каппаметрии основан на измерении магнитной восприимчивости горных пород. При проведении каппаметрического исследования использовался каппаметр КМ-7, показывающий значения магнитной восприимчивости в  $10^{-3}$  СИ. В процессе исследования месторождения мрамора «Темное царство» с помощью метода магниторазведки-каппаметрии удалось выявить «зону охр» - участок с повышенным содержанием окислов железа, а также зону сульфидной минерализации, начиная с точки 6.1 и заканчивая точкой 6.23, так как именно эти минеральные ассоциации способны вызывать повышение магнитной восприимчивости пород.

Предполагается, что данные минеральные комплексы оказались в приповерхностной зоне в результате процессов миграции вещества. Наибольший недостаток данного метода – невозможность изучения горных пород, залегающих под слоем почвы или осадочным слоем четвертичного возраста.

Радиометрические методы разведки (радиометрия) — это методы, основанные на изучении естественной радиоактивности руд и горных пород. Для проведения радиометрического исследования использовался полевой радиометр СРП-68. В ходе проведения радиометрических измерений удалось обнаружить ряд радиоактивных аномалий и на их основании предположить, что в точках 6.9; 6.17; 6.50; 6.58; 6.66 на небольшой глубине находятся магматические породы, так как повышенные значения радиоактивности - результат того, что концентрация радиоактивных элементов в магматических породах обычно больше, чем в осадочных. Недостатком данного метода также можно назвать невозможность исследования геологических тел на больших



глубинах. С картой маршрута геофизических исследований можно ознакомиться на рисунке 1.



Рисунок 1. Точки и путь маршрута на карте.

Задача 2. Поиск признаков золотоносного оруднения.

Среди поисковых критериев ведущее значение в локализации золотого оруднения являются: магматические, сульфиды и химическая оксидация самой кварцевой жилы, литологические, окологорудные изменения вмещающих пород

• Магматические предпосылки оруднения

Геологическая карта на (рис. 2) отражает строение района исследования.

Подавляющую часть описываемой площади занимают гранитоиды Сыростанского массива. Интрузивные породы в районе работ пользуются широким распространением, а на описываемой территории занимают более 95% площади. В интрузивном комплексе выделяются ультраосновные, основные и кислые группы пород. На участке работ в основном развиты кислые породы, представленные Сыростанским гранитным массивом. Общая площадь Сыростанского гранитного массива составляет 110 кв. км. Вмещающие гранитный массив породы относятся к разным возрастным группам. С северо- западной и южной стороны к гранитам примыкают породы верхней толщи уреньгинской свиты; на северо-востоке с массивом граничат кварциты уйташской свиты; в юго- восточной части, на отрезке около 3 км, граниты контактируют с зелёными сланцами куштумгинской свиты.

Контакты Сыростанского гранитного массива изучены слабо. Западный контакт почти на всём протяжении закрыт чехлом рыхлых аллювиально- делювиальных отложений. Северно-восточный контакт, а также контакты с породами, «впадающими» в массив на юге площади, очень сложные, инъекционные. Для этих участков характерно пальцеобразное расположение вмещающих пород и гранитов.

Следовательно, магматическим поисковым критерием является наличие магматических пород, слагающих большие по мощности и простиранию тела, что является доказательством развития большого количества трещин и разломов, по которым внедрялся расплав, обогащенный различными компонентами (в том числе сульфидами), о чем говорит наличие пирита и халькопирита в магматических породах (рис. 3)

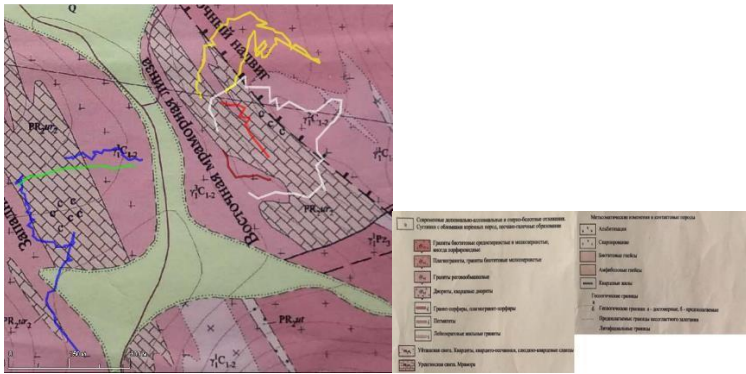


Рисунок 2. Геологическое строение месторождения.



Рисунок 3. Пирит в магматической породе

### Сульфиды и химическая оксидация кварцевой жилы

При изучении района обращаем внимание на коренной выход кварцевой жилы, находящийся на западе нижней линзы. Замечаем ржаво-красные охры (рис.4), что говорит о выветривании железосодержащих минералов; цвет кварца (сероватый) также является косвенным признаком содержания в жиле сульфидов; наличие каверн кубической формы (рис. 5) ясно дает понять, что в кварце содержался пирит. Также наблюдается характерная побегалость («радужная»), указывающая на возможность развития медной минерализации: борнита и ковеллина.



Рисунок 4. Охры красно-бурого цвета.



Рисунок 5. Каверны как следствие выветривания пирита.

### Литологические предпосылки оруднению

Сущность литологических предпосылок заключается в использовании состава и условий образования литологических формаций для прогноза и поисков месторождений полезных ископаемых. Литологический критерий данного района выделяется на основании тесной пространственной связи кварцевой жилы с терригенными породами осадочного (рис. 6) и в меньшей степени влияющего на золотоносность метаморфического комплекса верхнего протерозоя (уреньгинская и уйташская свиты) и нижнего палеозоя (куштумгинская свита), где наиболее высока вероятность накопления переотложенных золотоносных кор.



Рисунок 6. Терригенные толщи

Околорудные изменения вмещающих пород

Наличие на территории поисков околорудных изменений, свидетельствующих о процессах гидротермального минералонакопления, с которыми, вероятно всего, связано оруднение. Важность выявления метасоматически преобразованных зон объясняется тем, что в пределах изученной части месторождения оруденение локализуется в ореолах кварц-сланцевых изменений и связано с завершающим этапом грейзенизации, сопровождавшимся появлением кварцевых жил. Процессы грейзенизации развиваются по поверхностям трещин биотитовых гранитов. А по микрогранитам развиваются процессы скарнирования.

Заключение

По результатам делаем вывод, что для изучения подобных месторождений наиболее подходят методы электроразведки и радиометрии, для обнаружения геологических тел на глубине и возле поверхности соответственно. Метод каппаметрии подходит только для изучения образцов горных пород на обнажениях. Оправдано комплексное применение всех вышеперечисленных методов.

На основании подтверждения всех перечисленных критериев поиска, делаем вывод, что золотое оруднение кварцевой жилы вполне вероятно, однако, учитывая, что карьер заброшен, запасы золота в месте проведения исследования не столь велики.

Литература

1. В.К. Хмелевской, И.Ю. Горбачев, А.В. Калинин, М.Г. Попов, Н.И. Селиверстов, В.А. Шевнин. Геофизические методы исследований. Петропавловск- Камчатский: изд-во КГПУ, 2004 г.
2. Лекционный курс по дисциплине «Физика земли с основами геофизики». Абрамов В.Ю
3. Геология и перспективы золотоносности кор выветривания Дюбкошской площади (Енисейский кряж), ФГАОУ ВПО, 2013 г. [Режим доступа: <https://www.science-education.ru/ru/article/view?id=10752>] (дата обращения 28.02.2020)
4. Статья «О некоторых характеристиках золотоносных кварцевых жил» [Режим доступа: <https://zolotodb.ru/article/10795>]. (Дата обращения 28.02.2020)





## МОДЕЛЬ ГРАВИТАЦИОННОГО ПОЛЯ КОРЕННОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ АЛМАЗОВ – КИМБЕРЛИТОВОЙ ТРУБКИ КАТОКА (АНГОЛА)

*Шавьер Л.де Ж.А\* (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, lucia.xavier@mail.ru),  
Бондаренко В.М. (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, bonvladimir@yandex.ru)*

**Аннотация.** Показано, что гравиразведка является одним из эффективных методов обнаружения погребённых кимберлитовых тел. Расчетная аномалия силы тяжести от кимберлитовой трубки, залегающей на глубине около 200 м, составляет – 10 мкГал и может быть обнаружена гравиметрической съемкой масштаба 1: 20 000.

**Ключевые слова:** кимберлитовая трубка, гравиразведка, аномалия силы тяжести.

Геологи-алмазники предполагают, что к юго-востоку от известного алмазодержающего кимберлитового пояса Анголы находятся новые пока необнаруженные кимберлитовые поля [4]. Однако, выявление коренных месторождений алмазов в этом районе затруднено вследствие того, что кимберлитовые породы перекрыты чехлом других отложений мощностью до 200 м. В связи с этим необходимо использовать глубинные геофизические методы обнаружения перспективных площадей для проведения разведочного бурения. Одним из таких методов, результаты которого наиболее однозначны за счет меньшего влияния различных помех, является гравиразведка. Впервые измерения ускорения силы тяжести, на кимберлитовых трубках, выходящих на земную поверхность, были выполнены в 1961 году [1]. Настоящая работа посвящена оценке возможностей гравиразведки для выявления погребенных кимберлитовых трубок.

Цель исследований — моделирование гравитационного поля, создаваемого физико-геологической моделью кимберлитовой трубки Катока для различных глубин залегания верхней кромки ее кратера, и по результатам моделирования предложить оптимальную технологию гравиметрической съемки для обнаружения подобных геологических объектов.

Трубка Катока является одним из крупнейших месторождений алмазов в мире. Кратерная ее часть диаметром около 900 м заполнена пирокластическим и осадочным материалом и распространяется на глубину до 270 м. Эффективная плотность пород кратера относительно вмещающих гнейсов составляет –  $0,47 \cdot 10^3$  кг.м<sup>-3</sup>. Диатрема трубки представлена более плотным кимберлитом, эффективная плотность которого уменьшается с глубиной и составляет лишь –  $0,10 \cdot 10^3$  кг.м<sup>-3</sup> на глубине 1000 м.

Дефицит плотности кимберлитового тела Катока относительно вмещающих пород и имеющаяся информация о его морфологии являются основанием для математического моделирования гравитационного поля.

Форма слабо эродированной алмазонасной трубки Катока имеет различную конфигурацию на разных глубинах. Кратер трубки подобен воронке примерно до глубины 300 м. Глубже диатрема может быть представлена в виде усеченного конуса.

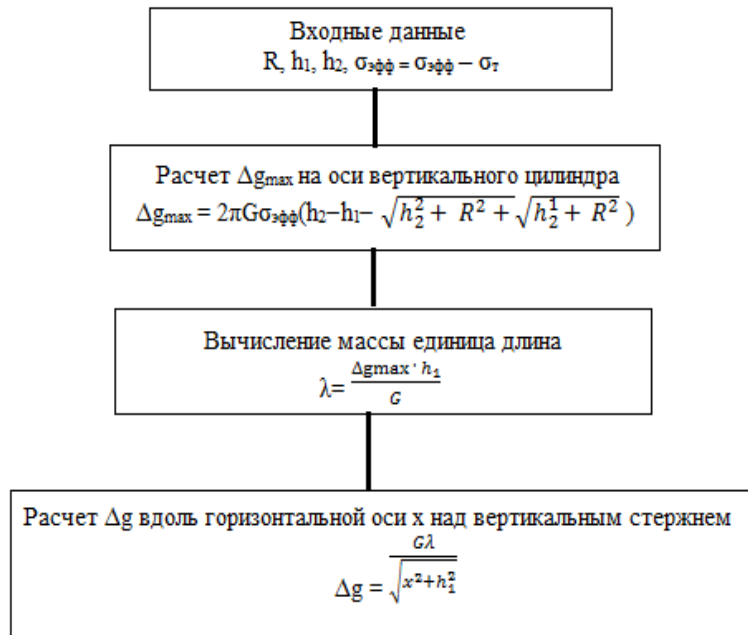
Расчет ускорения силы тяжести  $\Delta g$ , создаваемого материальными объектами указанных форм, в настоящее время не аппроксимируется аналитическими формулами, поэтому кимберлитовое тело Катока было представлено десятью цилиндрами различного радиуса  $R$  и высоты  $h_1 \div h_2$  в зависимости от глубины



залегания диатремы. Максимальная величина  $\Delta g$  тах на вертикальной оси трубки была вычислена как сумма  $\Delta g$  тах от каждого аппроксимирующего цилиндра.

Алгоритм расчета был составлен из аналитических формул, приведенных в работах [2,3] (рис. 1).

По данным  $\Delta g$  тах была рассчитана масса единицы длины  $\lambda$ , исходя из предположения, что при  $X=0$  ( $0$  – центр координат:  $Z$  – ось глубин,  $X$  – горизонтальная ось) зависимость между  $\Delta g$  тах и  $\lambda$  имеет вид [2]:



**Рисунок 1.** Алгоритм расчета ускорения силы тяжести  $\Delta g$ , создаваемого кимберлитовой трубкой Катока, аппроксимированной несколькими вертикальными цилиндрами одинаковой высоты и разными радиусами  $R$ .  $h_1, h_2$  – глубины до верхней и нижней кромок цилиндра, соответственно;  $\sigma_{в.п.}, \sigma_m$  – плотность вмещающих пород и трубки, соответственно

$$\lambda = \frac{\Delta g_{\max} \cdot h_1}{G}$$

Далее, используя формулу для расчета  $\Delta g$  вдоль горизонтальной оси  $X$  в виде:

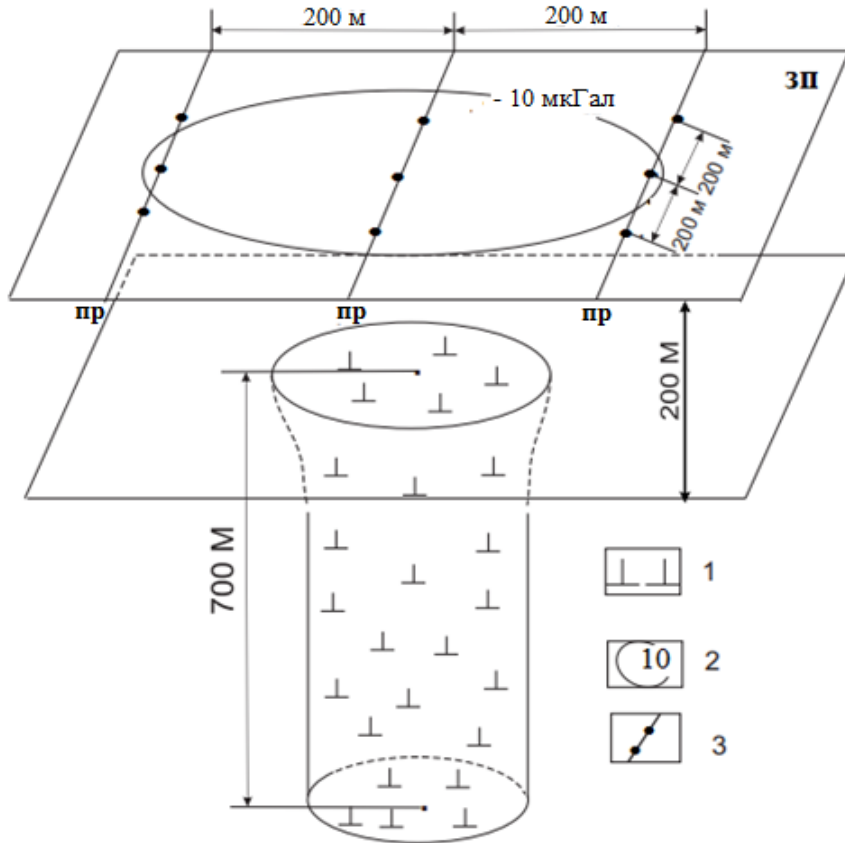
$$\Delta g = G \lambda (x^2 + h_1^2)^{-1/2},$$

были получены аномальные эффекты  $\Delta g$  для различных мощностей пород, перекрывающих трубку Катока.

Размеры гравитационной аномалии на уровне – 10 мкГал от цилиндрической трубки диаметром 400 м, верхняя кромка которой залегает на глубине 200 м, вполне достаточны для ее обнаружения гравиметрической съемкой масштаба 1: 20 000 (рис. 2).



Таким образом, в результате моделирования гравитационного поля алмазоносной погребённых кимберлитовой трубки Катока было обосновано применение высокоточной гравиразведки для поисков погребённых кимберлитовых тел в перспективном районе Анголы.



**Рисунок 2.** Расчетное гравитационное поле кимберлитовой трубки Катока, эродированной до глубины 200 м и перекрытой более молодыми отложениями мощностью 200 м, и сеть гравиметрической съемки масштаба 1:20000. 1 – кимберлиты, 2 – изолиния  $\Delta g$ , 3 – профили (пр) и точки измерения  $\Delta g$ , зп – земная поверхность

### Литература

1. Бондаренко В.М., Демидович О.А., Тархов А.Г. Первые результаты комплексного применения геофизических методов для прямых поисков месторождений алмазов в Якутской АССР. // Изв. вузов. Геол. и разведка. 1961. N2. С. 118 – 132.
2. Грушинский Н.П., Сажина Н.Б. Гравитационная разведка. М.: Недра. 1981. 391 с.
3. Мудрецова Е.А. Прямая задача гравиразведка для тел правильной геометрической формы. В кн.: Гравиразведка. Справ. геофизика. М.: Недра. 1990. 607 с.
4. Харьков А.Д., Зинчук Н.Н., Крючков А.И. Коренные месторождения алмазов мира. М.: Изд. Недра. 1998. 555с.



## **ОБРАТНАЯ ФИЛЬТРАЦИЯ ДАННЫХ ИНЖЕНЕРНОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ**

*Романов В.В.\* (МГРИ, romanovvv@mgri.ru),  
Кудина Я.О. (МГРИ), Шатобин Е.А. (МГРИ)*

### **Аннотация**

Задача сокращения длительности сигналов решаются актуальна для множества методов разведочной геофизики и других прикладных наук — георадиолокации, сейсморазведки, физики горных пород и т.д. На записях инженерной сейсморазведки наблюдается интерференция большого количества полезных и мешающих волн различной природы. В работе рассмотрены результаты применения обратных фильтров к записям инженерной сейсморазведки.

**Ключевые слова:** инженерная сейсморазведка, обработка, деконволюция

Задача сокращения длительности сигналов решаются актуальна для множества методов разведочной геофизики и других прикладных наук — георадиолокации, сейсморазведки, физики горных пород и т.д. Особая роль эта задача играет при обработке и интерпретации данных сейсморазведки, где от длительности сигнала зависит разрешение получаемых изображений. На записях инженерной сейсморазведки наблюдается интерференция большого количества полезных и мешающих волн различной природы. Разделение сейсмических волн необходимо более надежного их прослеживания и идентификации.

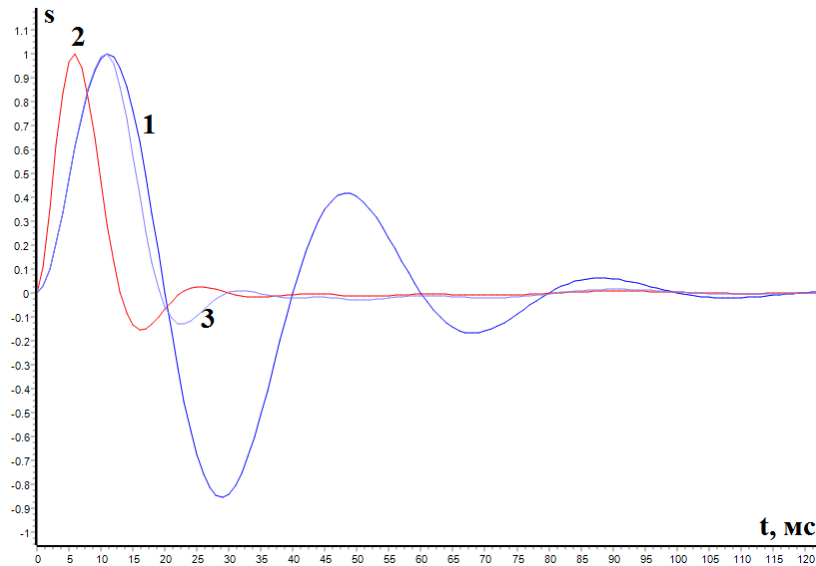
Для увеличения временной разрешённости применяются несколько типов обратных фильтров, которые объединяются общим термином «деконволюция». Деконволюция является операцией, основанной на обратной свертке сигналов. Для расчета идеального обратного фильтра, превращавшего произвольный сигнал в дельта-импульс, необходимо вычислить характеристику, обратную комплексному спектру сигнала в неограниченном диапазоне частот. Спектр сигнала при этом должен известно точно. Спектр реальных сейсмических записей всегда ограничен, форма импульса неизвестна, полезные волны наблюдается на фоне нерегулярных и регулярных помех, а также в интерференции с другими полезными волнам. В такой ситуации используется методика оптимальной обратной фильтрации, которая не превращает сигнал в дельта-импульс, а просто сжимает его, насколько возможно.

Для деконволюции сигналов неизвестной формы рассчитывается автокорреляционная функция в интервале времени, где полезные волны имеют высокий относительный уровень. Реализации АКФ оцениваются на каждой трассе в пределах выбранного окна и накапливаются с нормировкой. Таким образом вычисляется АКФ, максимально близкая к АКФ отдельного сигнала. Если предположить, что выделяемый сигнал относится к минимально фазовым, то для расчета оператора обратного фильтра достаточно знать АКФ участка сейсмограммы и оценка относительного уровня помех. В сейсморазведке наблюдаемые сигналы достаточно близки к минимально фазовым, поэтому минимально-фазовая деконволюция получила широко распространение.

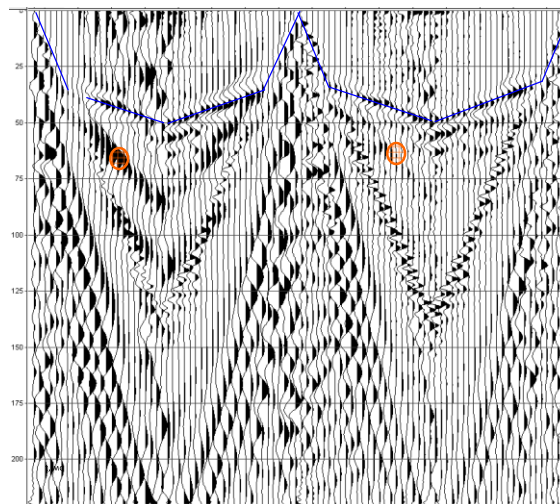
Выделяют простую деконволюцию сжатия и предсказывающую. Во втором случае фильтр оставляет часть исходного сигнала, а последующие отсчеты подавляет. Длительность оставляемой части называется интервалом предсказания. На рисунке 1



представлена работа фильтров сжатия и ошибки предсказания, на рисунке 2 — их использование на примере обработки сейсмограмм метода преломленных волн.



**Рисунок 1.** Результат применения минимально-фазовых деконволюций сжатия (2) и предсказывающей (3). Исходный сигнал — 1



**Рисунок 2.** Применение оптимальной деконволюции сжатия к сейсмограммам МПВ

### Литература

1. Злобина Е. В., Ильясова И. Э. Разработка и исследование методов сжатия сложных сигналов на основе оптимальной и субоптимальной обработки фазо-частотных характеристик // Информационные технологии в науке, управлении, социальной сфере. – 2016. – С. 669.
2. Романов В.В., Мальский К.С., Боровой Е.А. Определение устойчивости бортов карьеров при инженерно-геологических изысканиях// Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2015. № 7. С. 77-81
3. Романов В.В., Посеренин А.И., Дронов А.Н., Мальский К.С. Обзор геофизических методов, применимых при поиске геомеханических нарушений вблизи горных выработок// Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2016. № 1. С. 243-248.



## К МЕТОДИКЕ ОПТИМИЗАЦИИ НЕЙТРОННОГО ГАММА-МЕТОДА ПРИ КОНТРОЛЕ КАЧЕСТВА ТОПЛИВА

*Янковский В.Ю., магистрант (Карагандинский государственный  
технический университет, sotka6500@mail.ru)*

*Пак Д.Ю., (Карагандинский государственный технический университет,  
pak\_kargtu@mail.ru)*

**Аннотация:** Дан краткий анализ современных инструментальных методов контроля зольности углей. Рассмотрены их особенности и недостатки. Предложен нейтронный гамма-метод контроля зольности угля, основанный на комплексном использовании мгновенного гамма-излучения, сопровождающего неупругое рассеяние быстрых нейтронов и радиационный захват тепловых нейтронов на ядрах основных элементов, слагающих органическую и минеральную составляющих угля.

**Ключевые слова:** зольность, неупругое рассеяние, радиационный захват, спектрометрия гамма-излучения, чувствительность, инверсионная толщина слоя.

Ядерно-физические методы основаны на применении различных процессов взаимодействия гамма и нейтронного излучений с веществом. В основе инструментальных методов с применением гамма и рентгеновского излучений лежат зависимости между зольностью (суммой минеральных составляющих) угля и измеряемыми интегральными физическими параметрами (насыпной плотностью, эффективным атомным номером и др.). В зависимости от вида объекта контроля качества, геометрических условий измерений и энергии применяемого гамма-излучения различают две модификации: метод поглощения гамма-излучения, называемый гамма-абсорбционным и метод рассеянного гамма-излучения, называемый гамма-альбедным.

Принципиальная отличительная особенность методов, основанных на использовании нейтронного излучения, состоит в том, что оценка качества углей осуществляется на основе получения избирательной информации о концентрации отдельных элементов, слагающих уголь. Анализ нейтронно-физических свойств углей показывает, что зольность можно оценивать по гамма-излучению, возникающему при распаде радиоактивных нуклидов, образующихся в результате нейтронных взаимодействий, а также по мгновенному гамма-излучению, сопровождающему неупругое рассеяние быстрых и радиационный захват тепловых нейтронов.

Основные элементы минеральной части угля (Al, Si, S, Ca, Fe) при радиационном захвате тепловых нейтронов испускают мгновенное гамма-излучение в энергетической области выше  $\sim 5$  МэВ. Сечение захвата у ядер углерода, как основного компонента органической массы, близко к нулю. На этой основе предложено зольность измерять по интенсивности захватного гамма-излучения с энергией выше 5 МэВ.

Минеральная и органическая составляющие угля резко дифференцированы по энергетическому составу гамма-излучения неупругого рассеяния быстрых нейтронов. Неупругое рассеяние на ядрах углерода сопровождается испусканием гамма-излучения с энергией 4,43 МэВ. Основные элементы минеральной массы при неупругом рассеянии быстрых нейтронов испускают гамма-излучение в интервала (0,84 -3,73) МэВ. Используя обратную зависимость между содержанием углерода и зольностью, оценивают качество угля по интенсивности гамма-излучения с энергией 4,43 МэВ. Методика рекомендована для анализа высокзольных углей с небольшой изменчивостью влажности.



Практический интерес к нейтронным гамма-методам обусловлен не только их высокой глубиной исследований, но и возможностью комплексного использования инструментальных параметров, несущих селективную информацию об отдельных элементах, влияющих на качество угля. Такой методический подход реализован в модификации нейтронного гамма-метода, в котором зольность определяется по величине спектрального отношения интенсивностей гамма-излучения в двух энергетических интервалах нейтронного гамма-спектра: интервал  $\Delta E_1 > 5$  МэВ формируется в основном гамма-излучением радиационного захвата тепловых нейтронов ядрами элементов минеральной массы угля; интервал  $\Delta E_2 \approx 4,43$  МэВ характеризует углеродную часть спектра, формируемого преимущественно гамма-излучением неупругого рассеяния быстрых нейтронов ядрами углерода. В жесткой части спектра (выше  $\sim 5$  МэВ) интенсивность гамма-излучения находится в прямой зависимости от зольности угля, а в углеродной части спектра ( $\sim 4,43$  МэВ) – в обратной зависимости от зольности угля. Отсюда, величина отношения интенсивностей гамма-излучения в выбранных интервалах спектра будет более дифференцирована к изменению зольности. При  $\Delta E_1 = 5,0 - 7,8$  МэВ,  $\Delta E_2 = 3,2 - 4,6$  МэВ (включает парный и полупарные пики) относительная чувствительность к зольности составила 1,68 проц./%. Таким образом, разработанная методика анализа угля сводится к нахождению на типичных углях средней зольности инверсионной толщины слоя и определению зольности при найденной инверсионной толщине по величине отношения  $\Psi = \frac{N_1(\Delta E_1)}{N_2(\Delta E_2)}$

интенсивностей гамма-излучения в выбранных интервалах спектра  $\Delta E_1$  и  $\Delta E_2$ .

На точность анализа угля по величине отношения  $\Psi$  оказывает влияние непостоянство влажности и элементного состава минеральной составляющей угля. Это связано с высокой замедляющей способностью водорода и большим сечением радиационного захвата тепловых нейтронов у железа в сравнении с другими золообразующими элементами. Для учета искажающего действия этих переменных факторов предложено использовать инструментальные сигналы – интенсивность гамма-излучения радиационного захвата тепловых нейтронов ядрами железа ( $N_{7.6}$ ) и водорода ( $N_{2.2}$ ).

Зависимость величины отношения  $\Psi = \frac{N_1(\Delta E_1)}{N_2(\Delta E_2)}$  от зольности угля и

корректирующего инструментального параметра  $f = \frac{N_{7.6}}{N_{2.2}}$  можно аппроксимировать

выражением вида:  $\Psi = a_0 + a_1 \cdot A + a_2 \cdot f + a_3 \cdot A \cdot f$ .

Константы  $a_0, a_1 \dots a_3$  находятся путем измерений стандартных образцов углей с известной зольностью и переменными параметрами.

### Литература

1. Клемпнер К.С., Васильев А.Г. Физические методы контроля зольности угля. М.: Недра, 1976. 174 с.
2. Старчик Л.П., Пак Ю.Н. Ядерно-физические методы контроля качества твердого топлива. М.: Недра, 1985. 224 с.
3. Pak Y., Vdovkin A.V. The Gamma Annihilation Method of Controlling Ash-content in Coals // Nucl. Geophys. 1991. V. 5. N 3. P. 343-351.
4. Пак Ю.Н., Нугужинов Ж.С., Пак Д.Ю., Иманов М.О. Применение нейтронного гамма-метода для контроля зольности угля // «Атомная энергия», Москва, Т.124, вып.№3, 2018, С.160-165.



## **ОЦЕНКА МИКРОСЕЙСМИЧЕСКОГО НИЗКОЧАСТОТНОГО ФОНА В ГОРОДСКИХ УСЛОВИЯХ**

*А. А. Алишаллал ((МГРИ)email: bebarsshalla18@gmail.com), А. М. Лобанов ((МГРИ) email: lobannet@mail.ru), А. П. Белов ((МГРИ)email: econg3@yandex.ru)*

### **Аннотация**

В последнее время изучению микросейсмического фона уделяется повышенное внимание и это направление в геофизике защищено соответствующими патентами на открытие и изобретения [ 1, 3]. Знание частот и амплитуд микросейсмического фона (МСФ) может быть использовано при решении ряда прикладных задач:

- обоснование методик микрогальных гравиметрических съемок в условиях интенсивных природных и промышленных микросейсмических помех [5];
- мониторинг разработки нефтегазоконденсатных месторождений [2,4,7];
- локализация наиболее продуктивных участков подготовленных к бурению нефтегазоносных структур [2,4,5];
- картирование тектонических структур [6];
- гравиметрический контроль состояния подземных хранилищ газа (ПХГ);
- увеличение точности скважинных измерений силы тяжести (при гравитационном каротаже) и др.

**Ключевые слова :** гравиинерциальные измерения, микросейсмический фон.

Частотный диапазон и интенсивность микросейсмического фона меняются в широких пределах. Низкочастотные колебания отражают геологическое строение земной коры и в частности, состояние и строение нефтегазовых структур и инженерных объектов. Для регистрации микросейсмического фона в настоящее время используют специальные сейсмографы и виброметры. Нами предложен новый подход записи МСФ с использованием чувствительных элементов гравиметров.

Чувствительные элементы гравиметров одинаково реагируют как на инерциальные ускорения, так и на ускорения силы тяжести. Поэтому для измерения силы тяжести необходимо чтобы прибор находился в состоянии покоя. Но и само гравитационное поле нельзя рассматривать как постоянное, так как оно подвержено вариациям вследствие прохождения низкочастотных сейсмических продольных волн, наклонов земной поверхности, изменения облачности и атмосферного давления. Поэтому свободные колебания чувствительного элемента гравиметра отражают гравиинерциальные колебания, обрабатывая и интерпретируя которые можно получить информацию о вариациях гравитационного и инерциального полей. Данный вывод справедлив для гравиметров, чувствительные элементы которых выполнены в виде вертикальных сейсмографов Голицына (La Cost-Romberg, Burris, ГНУ-КВ), так как частотные характеристики таких гравиметров максимальны в диапазоне частот 0,5 – 0,05 герц. Обозначенные марки гравиметров фактически представляют собой портативные сейсмологические станции. Гравиметры марки Scintrex CG-3; 5;6 auto непригодны для таких исследований так как собственная частота этих приборов составляет 6 герц и поэтому они очень чувствительны к высоко частотным составляющим МСФ. Изучение низкочастотного микросейсмического фона

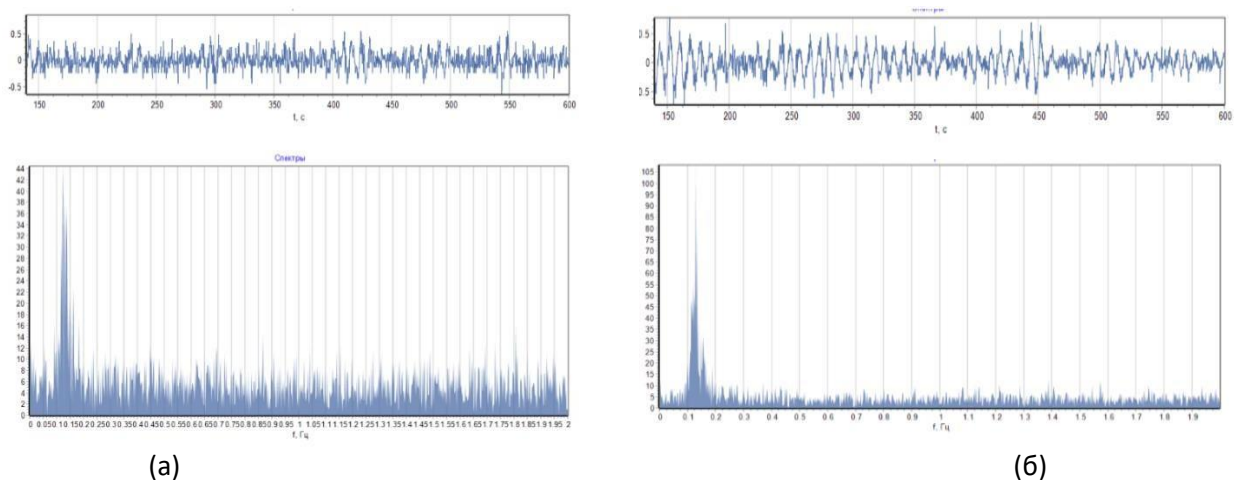




представляет интерес не только для сейсмологии и сейсморазведки, но и для прецизионной гравиметрии. Чувствительность современных гравиметров на 1-2 порядка превышает чувствительность геофонов современной сейсморазведки и виброметров и достигает 0,01 мкГал (0,1 нм/с<sup>2</sup>), поэтому изучение микросейсмического фона может быть успешно реализовано не только сейсмометрами и широкодиапазонными виброметрами, но также и гравиметрами, специально переоборудованными для этих целей или в комплексе с существующими приборами. Применение гравиметров для исследования МСФ позволит получить информацию не только об интенсивности и частоте колебаний земной поверхности, но и об изменении гравитационного поля, что особенно важно при мониторинговых исследованиях объектов.

В МГРИ с целью регистрации микросейсмического фона в низкочастотном диапазоне 0,05 – 0,5 герц использовался гравиметр ГНУ-КВ. Для этого оптический окуляр гравиметра был заменен на электронный и изображения маятника оцифровывались и записывались в память компьютера специально составленной программой с частотой 5 герц. В сейсмологии колебания земной поверхности оцениваются в единицах скорости. Но для возникновения скорости необходимо ускорение. Оценить переменные ускорения при микроскопических амплитудах перемещения основания прибора практически невозможно. Использование же чувствительного элемента гравиметра позволяет приближенно оценить такие ускорения путем эталонирования уровня записей на разных высотах по вертикальному градиенту силы тяжести.

Нами, в течении осени 2019 г были проведены экспериментальные измерения МСФ гравиметром ГНУ-КВ адаптированным для таких работ в окрестностях МГРИ. Профиль состоял из 5 точек на которых производились записи МСФ в течении 5 – 10 минут несколькими независимыми рейсами. Образцы таких регистраций и спектральные характеристики в децибелах представлены на рис. 1.



(а) **Рисунок 1.:** а – запись МСФ и спектр в децибелах вблизи здания МГРИ ; б – то же вблизи (70м.) линии метро «Беляево». Единица отклонения колебаний соответствует примерно 30 мкГал.



**Заключение:**

Проведенные впервые экспериментальные исследования МСФ в низкочастотном диапазоне в окрестностях МГРИ подтверждают возможность применения гравиметров для решения подобных задач в условиях городских застроек.

Полученные экспериментальные результаты дают информацию об интенсивности и характере низкочастотных колебаний земной поверхности которая может быть использована при экологических и инженерно-геологических исследованиях и промыслово-геофизических работах.

Считаем необходимым продолжить подобные исследования в комплексе с сейсмическими геофонами и виброметрами в различных техногенно-напряженных районах города и на промышленных объектах.

**Литература:**

1. Арутюнов С.Л., Давыдов В.Ф., Кузнецов О.Л., Графов Б.М., Сиротинский Ю.В. Научное открытие № 109, РАЕН, 1997.
2. Ведерников Г.В. Новые возможности изучения геодинамических шумов от нефтегазовых залежей. Геофизика, 2006, №5, с.9-12.
3. Горбатиков А.В. Способ сейсморазведки. Патент RU 2271554 С1, 2006.
4. Лобанов А.М. Пути повышения эффективности гравиметрического контроля разработки нефтегазовых залежей. Материалы международной научно- практической конференции «Полярная геофизика Ямала», Салехард, 2013.
5. Лобанов А.М., Романов В.В. Перспективы гравиметрии при изучении динамически нестабильных природных объектов. Разведка и охрана недр, №7, 2015.
6. Орлов Е.А. Опыт использования микросейсмического шума для решения геологических задач в условиях платформы (на примере Воронежского кристаллического массива). Вестник ВГУ, серия геология, № 1, 2011, с.184-192.
7. Mirco van der Baan, David Eaton and Maurice Dusseault ‘Microseismic Monitoring Developpements in Hydraulic Fracture Stimulation’. In “Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing”, book edited by Andrew P.Bunger. John McLennon and Rob Jeffrey, ISBN 978-953-511-1137-5, Published: May 17, 2013 under CC BY 3.0 licence.