

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



ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

ТОМ V

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

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

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

Москва | Moscow

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

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

Т. 5 : Развитие новых идей и тенденций в науках о Земле: поиски, разведка и подсчет запасов месторождений углеводородов, инженерная геология / ред. коллегия: Ю.П. Панов, Р.Н. Мустаев. - М. : Издательство РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ, 2022. – 207 с.

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

© РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ
УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ, 2022

СОДЕРЖАНИЕ

СЕКЦИЯ «ПОИСКИ, РАЗВЕДКА И ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ»

1. Применение трехмерной геологической модели для определения характеристик коллектора на терригенный Киши S2, нефтяное месторождение Шариуф, Йемен
Аль-беадун Абдулкадер О. А.* (Российский университет дружбы народов, Abdulqaderomar100@gmail.com).....7
2. Оценка достоверности определения относительного угла падения пластов и трещин по данным сканирующих геофизических приборов с помощью автоматизированной системы
Андреев Е. А.* (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, andreev100000000@gmail.com).....11
3. Моделирование и прогнозная оценка нефтегазоносности палеоцен-эоценовой ГАУС Западно-Кубанской НГО
Вахитова В. Д. * (МГРИ, vakhitovavd@mgri.ru).....15
4. Поиск сложностроенных нефтегазоперспективных объектов в юрско-меловых отложениях северной части Западной Сибири
Конончук Е.А.* (МГРИ, elenakononchuk29@gmail.com).....20
5. Особенности строения и корреляция разрезов ачимовских отложений раннемелового возраста по скважинам северо-восточного склона Каймысовского свода (Томская область)
Лобес Д.С.* (НИ ТПУ, Россия, lobes.daria@gmail.com).....24
6. Построение фациальной модели пласта А нижнего миоцена нефтяного месторождения X блока 15-1 Кылулонгского бассейна
Нгуен М.Х.* (Ханойский университет горного дела и геологии, nguyenminhhoa@humg.edu.vn).....28
7. Оценка перспектив нефтегазоносности зоны сочленения Косью-Роговской впадины и внешней зоны Предуральяского краевого прогиба на основе бассейнового моделирования
Полух Н.А.* (РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, prolyukh@mail.ru).....33
8. Особенности состояния и перспективы использования сырьевых ресурсов нефти Дальневосточного Федерального округа
Разведская А.Д.* (Дальневосточный Федеральный Университет, roanna3828@yandex.ru).....37
9. Тенденции корреляционных связей металлогении скоплений углеводородов
Пунанова С.А. (Институт проблем нефти и газа РАН, punanova@mail.ru).....41
10. Азимутальная оценка проницаемости терригенных коллекторов по данным гамма-гамма литоплотностного каротажа в горизонтальных скважинах
Сребродольская М. А.* (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, mary_roza@bk.ru).....46
11. Особенности выделения продуктивных горизонтов в нижнеюрских отложениях восточной части Северо-Устюртской впадины
Юлдашева М.Г. (Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений, г. Ташкент, Узбекистан, yuldasheva@ing.uz).....51
12. Будущее Ямало-Карского региона Западно-Сибирской Вахитова В.Д. (Российский Государственный Геолого-разведочный университет имени Серго Орджоникидзе, г. Москва, vakhitovavd@mgri.ru).....56

**СЕКЦИЯ «ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ»**

13. Разработка геофизического прибора нейтронного каротажа с аппаратурой для возбуждения и остановки реакции синтеза «NeoTron»
Бойко А.М.* (ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» МГРИ, anna.maksimovna.b@gmail.com).....60
14. Разработка методологии подбора кислотных составов на углеводородной основе для интенсификации притока нефти в коллекторах баженовской свиты
Вагапова Ю.Ж.* (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, juliatuesdays@yandex.ru).....65
15. Водогазовое воздействие: уникальное решение актуальных проблем, пути развития технологии
Горелкина Е.И.* (Российский университет дружбы народов, gorelckina.evgenia@yandex.ru).....69
16. Проектирование проводимости проппанта в разветвленных трещинах при проведении объемного ГРП для разработки нефтесланцевых месторождений
Дилияэр.А.* (МГУ имени М.В. Ломоносова, diliyaer@yandex.ru).....73
17. Анализ и перспективы методов увлечения нефтеотдачи с использованием углекислого газа
Мажренова Т.Т.* (РГГРУ МГРИ имени Серго Орджоникидзе, tmazhrenova@inbox.ru).....78
18. Production flow rates prediction by using an artificial neural network
Tien Hung Nguyen* (Hanoi University of Mining and Geology, nguyentienhung.dk@humg.edu.vn).....82
19. Разработка системы контроля действий персонала при работе с радиоактивными источниками в процессе калибровки геофизических приборов для исследования скважин - "inspector"
К.С. Парамзина* (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), ksuchaparamzina@mail.ru).....86
20. Исследование возможных причин быстрого обводнения скважин недонасыщенных коллекторов.
Филатова К.М.* (МГРИ имени Серго Орджоникидзе, karina.filatova.2018@inbox.ru).....89
21. Разработка системы, включающей мембраны из анионообменной смолы для превращения CO₂ в СО. Создание биотоплива.
Шутко А.В.* (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, shutko.aleksandra.v@gmail.com).....94

СЕКЦИЯ «ИНЖЕНЕРНАЯ ГЕОЛОГИЯ»

22. Перспективы развития мониторинга опасных экзогенных геологических процессов на территории Центрального федерального округа
Анненкова Н.П.* (ФГБУ «Гидроспецгеология», 123060, г. Москва, ул. Маршала Рыбалко, д. 4, Annenkova.nadya2018@yandex.ru).....99
23. Изменения в нормативно-технической документации при определении характеристик деформируемости методом компрессионного сжатия
Вовкогон А.И. (ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе» (МГРИ), Vovkogon-2001@mail.ru).....103
24. Сравнительный анализ нормативно-технических документов по испытаниям мерзлых грунтов методами шарикового штампа и одноплоскостного среза по поверхности смерзания
Голубкова Я.А.* (МГРИ, yana.golubkova.00@inbox.ru).....107
25. Анализ устойчивости склона центральной части Воробьевых гор при различной интерпретации данных инженерно-геологических исследований

| | |
|---|-----|
| Громова Е.А.* (МГРИ, gromovaelena101@gmail.com)..... | 111 |
| 26. Сравнительный анализ нормативно-технических документов по испытаниям грунтов методом одноплоскостного среза | |
| Гусев Д.Н.* (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), mein.2013@mail.ru)..... | 116 |
| 27. Применение комплекса геофизических методов для изучения древнего металлургического комплекса на участке Барун-Хал II (Западное Прибайкалье) | |
| Давыденко С.Ю.* (МГРИ, sofydav@mail.ru)..... | 119 |
| 28. Комплекс инженерно-геологических изысканий для организации строительства щитовой проходки перегонных тоннелей метрополитена в СЗАО г. Москвы | |
| Деревянкин Г.Ф.* (МГРИ, geoder@list.com)..... | 124 |
| 29. Влияние инженерно-геологических условий на музеефикацию пещерных городов Мангуп-Кале и Чуфут-Кале (Республика Крым) | |
| Дубровин К.А.* (ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе (МГРИ), kadubrovin@gmail.com) | 128 |
| 30. Влияние инженерно-геологических условий на создание городища Танаис | |
| Еремина А.А.* (МГРИ, cogaroi@mail.ru)..... | 133 |
| 31. Оценка оползневой восприимчивости в районе Батсат провинции Лаокай с применением метода соотношения частотностей | |
| Зыонг Ван Бинь* (МГРИ, Ханойский горно-геологический университет, duongvanbinh@humg.edu.vn)..... | 137 |
| 32. Изменения климатических условий в Арктической зоне Российской Федерации и их влияние на деятельность человека | |
| Кольцова В.М.* (Российский государственный геологоразведочный университет (МГРИ), valeriakoltsova15@mail.ru)..... | 142 |
| 33. Сравнительный анализ нормативно-технических документов по испытаниям грунтов методом трехосного сжатия | |
| Кольцова В.М.* (Российский государственный геологоразведочный университет (МГРИ), valeriakoltsova15@mail.ru)..... | 146 |
| 34. Влияние циклического промерзания-оттаивания на гранулометрический состав моренного суглинка и преобразование его песчаных фракций | |
| Манухин И.В.* (МГУ им. М.В. Ломоносова, il.hrommann@gmail.com)..... | 151 |
| 35. Оценка оползневой опасности участка реконструкции эскалаторной галереи на Воробьевых горах (г. Москва) | |
| Михайлов К.Д.* (МГУ им. М.В. Ломоносова, kirill.mikhailov.d@gmail.com)..... | 156 |
| 36. Особенности электроосмоса в глинистых грунтах разного состава | |
| Молдабекова М.В.* (МГУ им. М.В. Ломоносова, maуa1999@mail.ru)..... | 161 |
| 37. Использование численного моделирования для определения эффективных свойств скальных грунтов на основе изображений компьютерной томографии | |
| Орлов Е.А.* (МГУ имени М.В. Ломоносова, eorlov.jr@gmail.com)..... | 166 |
| 38. Природа формирования оползней в дисперсных грунтах с учетом рельефа неровной кровли скальных грунтов | |
| Орлова Н. А.* (Институт Геоэкологии им. Сергеева РАН, НИУ МГСУ, iderlit@mail.ru)..... | 171 |

39. Результаты мониторинга мощности деятельного слоя на торфяниках в зоне островного распространения многолетнемерзлых пород
Пономарева О.Е. * Российский государственный геологоразведочный университет (МГРИ), (Институт криосферы Земли ТюмНЦ СО РАН, o-ponomareva@yandex.ru).....175
40. Использование метода амплитудных спектров для оценки сейсмических свойств грунтов оползневых участков Коломенское и Москворечье-Сабурово в г. Москва
Прасолов А.А.* (НИУ МГСУ, ghfcjkjdfylhtq@yandex.ru).....180
41. Влияние коэффициента вариации на устойчивость склона
Суслин И.Р.* (МГРИ, suslinir@mgi.ru)185
42. Факторы уязвимости морских нефтегазовых сооружений в шельфовой зоне мьянмы
Ярг Л.А.* (МГРИ, Liudmila.Yarg.@ yandex.ru).....190
43. Программа организации системы мониторинга трассы автодороги Нуробад – Дарбанд (на участке, примыкающем к мостовому переходу через р. Мирзошарифон)
Хаитов А.Д.* (МГРИ, khaitov_asatillo@mail.ru).....195
44. Роль и методы дистанционного зондирования в инженерно-геологических изысканиях
Шульга А. А.* (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), г. Москва, sanek_tapok@mail.ru).....199
45. Визуализация базы данных Надымского геокриологического стационара за длительный период
Щербак ова А.А.* (МГРИ, shcherbakovaannaandreevna@gmail.com).....203

Секция «Поиски, разведка и подсчёт запасов месторождений углеводородов»

Применение трехмерной геологической модели для определения характеристик коллектора на терригенный Кишн S2, нефтяное месторождение Шариуф, Йемен

Аль-беадуну Абдулкадер О. А. (Российский университет дружбы народов, Abdulqaderomar100@gmail.com)*

Абдулла Имад А.Н. (Российский университет дружбы народов, emad.alshaibani@mail.ru)

Аль-Азбари Сара А.Г. (Российский университет дружбы народов, sarah.gazem8@gmail.com)

Абдулкадер Каус Р.А. (Российский университет дружбы народов, qaes.20142015@gmail.com)

Аннотация

Нефтеносный горизонт S2 относится к формации Кишн и исследовался с целью оценки коллекторских свойств песчаника Кишн, а также выделения особенностей расположения углеводородов на месторождении Шариуф, бассейна Сайун-Масила для построения 3Д моделей и детализации границ расположения разных литотипов пород (песчаники, песчано-алевролитовые и карбонатные породы-коллекторы). В породах-коллекторах преобладают песчаники с хорошей пористостью и проницаемостью, которые обычно переслаиваются с алевролитоглинистыми прослоями. Как показали исследования скважин, песчаник Кишн классифицируется на субъединицы (S1A, S1B, S1C и S2) с различными характеристиками коллектора и потенциалом углеводородов. Для установления характеристик различных подразделений месторождения Кишн и определения его углеводородного потенциала использовался ряд качественных и количественных анализов и каротажа скважин. Все построения выполнены в программе Petrel.

Ключевые слова

Формация Кишн, Горизонт S2, Месторождения Шариуф, сейсморазведка.

При проведении исследований был изучен материал разведочного бурения на нефть, подкрепленный региональными и подробными геофизическими исследованиями (все чаще основанными на сейсмических исследованиях), который стал первичной составляющей для построения геологической модели исследуемой площади месторождения Шариуф, приуроченного к бассейну Сайун-Масила, расположенного в восточной части центрального Йемена.

Формация Кишн разделена на два элемента, называемых нижним (обломочным) и верхним (карбонатным) элементами Кишна. Верхний карбонатный элемент Кишна состоит из слоистого известкового аргиллита с переслаиванием аргиллитов и черных битуминозных расщепляющихся сланцев. Эти отложения соответствуют глубоководному генезису и образовались при чередовании открытых и закрытых морских условий [1-4]. Обломочный элемент нижнего Кишна образует основные породы-коллекторы в районе Масила. Нефтяные компании, которые вели разработку

месторождений в бассейне Сайун-Масила классифицировали породы Кишна в следующие единицы: нижний Кишн обломочный (S1, S2 и S3) и верхний Кишн - карбонатный. Верхний Кишн состоит в основном из карбонатных пород с красными сланцевыми пластами, у основания которых красные сланцевые породы считаются одним из основных сейсмических маркеров в районе Масила [1-4].

Для выполнения моделирования нефтенасыщенности коллектора необходимо выполнить ряд последовательных процедур с учетом масштабирования (увеличения) сетки модели до оптимальных размеров, чтобы увидеть в исходной модели все геологические и геофизические параметры, указывающие на коллектор насыщенный нефтью (газом, конденсатом).

Геолого-геофизическое моделирование с физической точки зрения на начальном этапе - это интерпретация сейсмических исследований, что не является уникальной процедурой, но требует непрерывной калибровки и наземной проверки данных и сопоставления с данными геофизических исследований скважин (ГИС). Вопросы интерпретации данных каротажа формации Кишн, На основе полученных результатов проведена корреляция разрезов скважин и установлены границ коллектора основной части пласта S2.

Построение модели сейсмического обнажения для установления отражающих горизонтов (ОГ) и установления последовательности стратиграфических подразделений традиционно строится в несколько дискретных этапов: построение количественной литологической модели; определение петрофизических свойств; построение функции импеданса и сопоставление функции импеданса с сейсмическим сигналом.

В процессе проведения исследований весь процесс моделирования нефтеносного горизонта S2 начинался с создания геологической основы структуры и морфологии резервуара на основе сейсмических данных и данных скважин.

Основная цель геологического и геофизического моделирования состояла в том, чтобы представить все основные геологические особенности (разломы, зоны выклинивания, зоны разного литологического состава).

Параметры скважинных данных и изучения керна обычно производятся в масштабе 0,1–1,0 м. В нашем случае объём лабораторных исследований был небольшим и ограничен несколькими метрами по фонду 2 скважин. Для заполнения пропущенных данных были получены данные скважинной сеймики. Такие данные, собранные с помощью сейсмических источников и приемников для заполнения интервала длин волн, обычно включают вертикальное сейсмическое профилирование и межскважинные сейсморазведочные работы. Ключевым моментом является характеристика физических свойств резервуара путем интеграции различных наборов данных с различными длинами волн.

Между полученными базовыми горизонтами по данным исследования скважин (по вертикали) устанавливались границы кровли и подошвы пласта (структурны каркас залежи) (рис. 1).

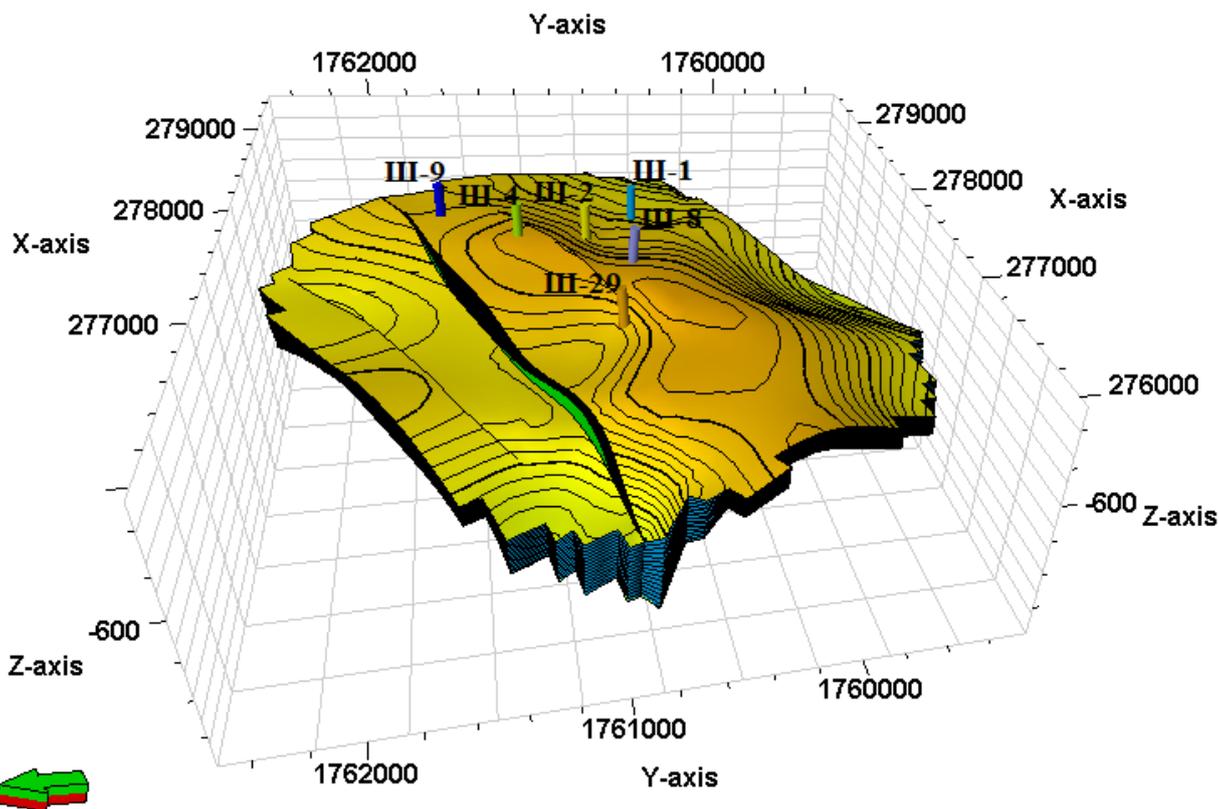


Рисунок 1. Структурный каркас нефтеносного горизонта S2.

На основании представленных результатов можно сделать вывод о том, что модель пласта S2 уточнена на основании данных сопоставления лабораторных исследований и ГИС, глубина формации Кишн колеблется между -1450 м. и -1626 м., а глубина рассматриваемого пласта S2 составляет -1487 м.-1510м. в скв. Шариуф - 09. и характеризуется общим снижением гамма-излучения (9-70 API), плотностью пород (2,6-2,65 г/см³). Такой результат указывает на то, что основным компонентом литологии является песчаник с прослоями карбонатов (нижняя граница) с глиной (верхняя граница). Общие характеристики пласта S2 в исследуемых глубинных зонах характеризуются кривыми высокого гамма-излучения, фотоэлектрического поглощения (3,65 b/e), нейтронной пористости (40%), кроме того, наблюдалось регулярное увеличение удельного сопротивления (до 800 Ом*м) с увеличением пористости (до 22%).

Таким образом, полученные результаты исследования коллекторских свойств (цементации песчаника, эффективной пористости, проницаемости и др.) позволили построить 3D-модели и реконструировать некоторые параметры. Исследования проведены с использованием как данных ГИС так и с учетом лабораторных исследований керна. Ключевым фактором контроля качества коллектора является выделение зон непрерывности песчаника и зон переслаивания его с аргиллитом. Если слои песчаника образуют взаимосвязанную сеть, они, вероятно, будут продуктивными даже при низких значениях отношения значений ПС (около 0,3-0,4). Однако такие интервалы охарактеризовать детально достаточно сложно, так как отбор керна значительно ограничен, в результате для некоторых участков залежи S2 не удастся построить точные корреляционные разрезы. В некоторых случаях построенные 2D карты могут значительно занижать истинное 3D-значение (ввиду малого количества

разбуренных скважин и материалов доступных для исследования). Анализ показал, что горизонт S2 является небольшим по мощности и по объемам содержания углеводородов, но его ФЕС достаточно хорошие для извлечения углеводородов и в некоторых скважинах эти параметры достигают максимальных значений.

Библиография

1. Emad A. Abdullah, Ahmed Abdelmaksoud, Musab A. Hassan. (1996) Application of 3D static modelling in reservoir characterization: A case study from Qishn Formation in Sharyoof oil field, Masila Basin, Yemen // Acta geologica sinica - english edition, 2021, <https://doi.org/10.1111/1755-6724.14766>
2. Emad A Abdullah, Nabil M Al-Areeq, Munir Elmahdy, Moataz Kh Barakat. A new insight into the structural architecture of Sharyoof field, Say'un–Masilah basin, Yemen // Arabian Journal of Geosciences 14, 1977 (2021), <https://doi.org/10.1007/s12517-021-08299-2>
3. EA Abdullah, EM Kotelnikova, MA Hassan. 2D Seismic Interpretation and Characterization of the Upper Qishn Clastics in Sharyoof Oil Field, Masila Basin, Yemen // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science 666 (2021) 032072. DOI: 10.1088/1755-1315/666/3/032072
4. Абдулла, И.А. Геологические модели залежей формации Кишн месторождения Шариуф (Республика Йемен) // Наука и Техника газовой промышленности, 2021, № 1, С. 11-15.

Оценка достоверности определения относительного угла падения пластов и трещин по данным сканирующих геофизических приборов с помощью автоматизированной системы

Андреев Евгений Александрович* (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, andreev10000000@gmail.com), Сребродольская Мария Андреевна (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, mary_roza@bk.ru)

Аннотация

В работе представлена методика оценивания погрешности результатов определения относительного угла падения (α') пластов и трещин, разработанная авторами. Для проведения исследований использовались технические характеристики приборов гамма-гамма литоплотностного каротажа, бокового каротажа и микросканера удельного электрического сопротивления отечественных и зарубежных компаний. Освещается программный модуль, написанный на языке программирования Python с целью автоматизации процесса реализации разработанной методики. На основе анализа полученных результатов делается вывод о влиянии погрешностей диаметра скважины (d), радиуса исследования прибора (R_i) и амплитуды синусоиды (l), выделяемой в процессе интерпретации, на погрешность относительного угла падения, а также выделяются приборы с наибольшим и наименьшим влиянием погрешности параметров на погрешность относительного угла падения.

Ключевые слова

Относительный угол падения, погрешность относительного угла падения, программный модуль, Python, сканирующие геофизические приборы.

Теория

На сегодняшний день отсутствует методика оценки достоверности результатов определения углов падения трещинных систем и границ пластов по данным сканирующих геофизических приборов (имиджам физических свойств). Целью настоящего исследования являлась разработка такой методики и создание программного модуля (ПМ) для автоматизации процесса её реализации. Для достижения поставленной цели решались следующие основные задачи:

- вывод уравнений для расчёта и оценки абсолютной и относительной погрешностей углов падения в зависимости от других параметров;
- написание ПМ на языке программирования Python;
- анализ полученных результатов и выявление наблюдаемых тенденций.

Работа над решением поставленных задач была разделена на 4 части:

- написание ПМ;
- расчет погрешностей α' при различных погрешностях d , R_i и l ;
- расчет погрешностей перечисленных выше параметров, при которых достигаются определённые величины погрешностей α' ;
- анализ полученных результатов.

На данный момент задачи решены на примере трёх приборов ГГК-лп в процессе бурения, показания которых могут быть использованы для оценки α' пластов, а также двух приборов, показания которых могут быть использованы для оценки α' пластов и трещин (прибор бокового каротажа (БК) в процессе бурения и микросканер удельного электрического сопротивления (УЭС) на кабеле).

Ниже приведена формула для расчёта α' , на основе которой авторами были выведены уравнения для расчёта и оценки абсолютной и относительной погрешностей этого угла в зависимости от других параметров (1).

$$\alpha' = \arctg \frac{d+2R_{и}}{l}, \quad (1)$$

где α' – относительный угол падения пласта или трещин;

d – диаметр скважины;

$R_{и}$ – радиус исследования прибора;

l – расстояние от основания синусоиды до её вершины (амплитуда).

На основании формулы (1) были выведены уравнения для расчёта и оценки абсолютной и относительной погрешностей α' в зависимости от других параметров.

Была создана база данных, включающая в себя технические характеристики трёх приборов азимутального ГГК-лп в процессе бурения горизонтальных скважин компаний НПП «Энергия» (Россия), «Schlumberger» и «Halliburton», а также прибора БК в процессе бурения («Halliburton») и микросканера УЭС на кабеле компании ООО «Логсервис» (Россия).

На основе полученных формул был написан ПМ на языке Python. Программный модуль считывает из базы данных характеристики выбранного прибора, а также получает на ввод заданные пользователем погрешность α' и значения параметров. Алгоритм программы вычисляет и выводит на экран абсолютные и относительные погрешности параметров, при которых достигаются определённые величины погрешностей α' пласта или трещины. Другим результатом выполнения программы являются погрешности α' при условии, что погрешность l численно равна величине вертикальной разрешающей способности (ВРС) прибора.

Написанный ПМ интегрирован в программное обеспечение «Gintel» для реализации его взаимодействия с базой данных ГИС по скважинам. На базе этого программного обеспечения реализован интерфейс модуля для его более удобного использования. Интерфейс представляет из себя таблицу входных данных, которая заполняется пользователем при запуске модуля (рис. 1).

Параметры задачи: C:\Gintel\SYSD\PYTHON\Gintel-DPM\User\Library\Image pr...

| Тип | Описание | Значение |
|-----|---|-------------------|
| 1 | Входные данные | |
| 2 | Прибор | LWD121-2ННК-ГГКЛП |
| 3 | Номинальный диаметра скважины | 150 |
| 4 | Принятое значение амплитуды синусоиды | 3000 |
| 5 | Абсолютная погрешность относительного угла падения | 1 |
| 6 | Относительная погрешность относительного угла падения | 0.1 |

Сюда можно бросать набор данных а так же родительский контейнер.

```

Вывод модуля
Вывод отладчика
да при отрицательной ошибке на величину ВРС = -0.071 °
ба при положительной ошибке на величину ВРС = 0.0081
ба при отрицательной ошибке на величину ВРС = -0.0083
Абсолютная погрешность относительного угла падения будет составлять 1.0 градусов, при абсолютной погрешности диаметра скважины 53.4 мм
Относительная погрешность относительного угла падения будет составлять 0.1, при абсолютной погрешности диаметра скважины 41.44
Абсолютная погрешность относительного угла падения будет составлять 1.0 градусов, при абсолютной погрешности радиуса исследования прибора 26.7 мм
Относительная погрешность относительного угла падения будет составлять 0.1, при абсолютной погрешности радиуса исследования прибора 20.72
Абсолютная погрешность относительного угла падения будет составлять 1.0 градусов, при абсолютной погрешности амплитуды синусоиды -403.964 мм
Относительная погрешность относительного угла падения будет составлять 0.1, при абсолютной погрешности амплитуды синусоиды -304.3
    
```

Очищать вывод перед каждым запуском

Выводы

В процессе анализа результатов работы программы были сделаны следующие выводы:

- завышение значения параметра приводит к меньшей по модулю величине погрешности α' , чем его занижение;
- наибольший вклад в погрешность определения α' вносит погрешность l , которая зависит от ВРС прибора и человеческого фактора в процессе интерпретации имиджа;
- при измерениях отечественным прибором ГГК-п наименьший вклад в погрешность α' вносит погрешность d , а при измерениях иностранными приборами ГГК-п – погрешность R_i прибора;
- погрешности параметров для прибора ГГК-лп компании НПП «Энергия» имеют наименьшее влияние на погрешность α' , а для прибора AFR – наибольшее. Это связано с тем, что данный прибор обладает наименьшим R_i ;
- наибольшая погрешность α' наблюдается у прибора ALD компании «Halliburton», а наименьшая – у отечественного прибора на кабеле CapCap MC110.

Направлениями дальнейшей работы являются:

- усовершенствование кода программы;
- усовершенствование интерфейса ПМ;
- создание аппарата для графического представления полученных результатов;
- отработка методики на реальных результатах интерпретации.

Библиография

1. Tegwyn Perkins, John A. Quirein, Timothy J. Parker. Wireline and LWD borehole image log dip and azimuth uncertainty/ Tegwyn Perkins, John A. Quirein, Timothy J. Parker // *SPWLA 50th Annual Logging Symposium*. – June 21-24, 2009.
2. Е.А. Андреев, М.А. Сребродольская. Система автоматической оценки погрешностей результатов определения угла падения трещинных систем и пластов по данным приборов ГГК-лп / Е.А. Андреев, М.А. Сребродольская // *Инновационные подходы в решении научных проблем: сб. статей – Уфа, 2021. – С. 148-158.*
3. Новые подходы и технологии интерпретации данных геофизических исследований горизонтальных скважин. Н. В. Щетинина, А. В. Мальшаков, к.г.-м.н. (ООО «Тюменский нефтяной научный центр»), М. А. Басыров, к.т.н., И. А. Зырянова, к.г.-м.н., Д. И. Ганичев, В. М. Яценко (ОАО «НК «Роснефть») // *Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть»*. 2-2016 (апрель-июнь). Выпуск 43. С. 6-14.,
4. Серра О., Серра Л. Геофизические исследования скважин. Т. I. Регистрация данных и области применения. М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2017. – xxviii, 792 с.,
5. Технологии интерпретации данных геофизических исследований горизонтальных скважин: настоящее и будущее. Н. В. Щетинина (ООО «ТННЦ»), М. А. Басыров, к.т.н., И. А. Зырянова, к.г.-м.н., В. М. Яценко, Д. И. Ганичев, А. А. Бовыкин (ПАО «НК «Роснефть») // *Нефтяное хозяйство*. 11'2017. С. 26-31.

*Моделирование и прогнозная оценка нефтегазоносности палеоцен-эоценовой
ГАУС Западно-Кубанской НГО*

*Вахитова В. Д. * (МГРИ, vakhitovavd@mgri.ru)*

Аннотация

Цель работы заключается в прогнозной оценке скоплений углеводородов на основе исследования углеводородных систем современными геолого-геохимическими методами и численным бассейновым моделированием. Актуальность данной работы заключается в доизучении, актуализации и совершенствовании устоявшихся представлений о геологическом строении и нефтегазоносности палеоцен-эоценовой ГАУС Западно-Кубанской НГО. Оценка нефтегазоносности данного региона остается актуальным вопросом на сегодняшний день.

Ключевые слова

ГАУС, Западно-Кубанская НГО, бассейновый анализ, палеоцен-эоцен, нефтегазоносность.

Теория

3-х мерная модель палеоцен-эоценовой ГАУС (Рисунок 1) визуализирует принципиальные особенности строения моделируемых углеводородных систем и условия распространения их элементов (подстилающих пород, нефтегазоматеринских толщ, резервуаров, покрышек и перекрывающих пород) на территории Западно-Кубанской нефтегазоносной области на современном этапе развития.

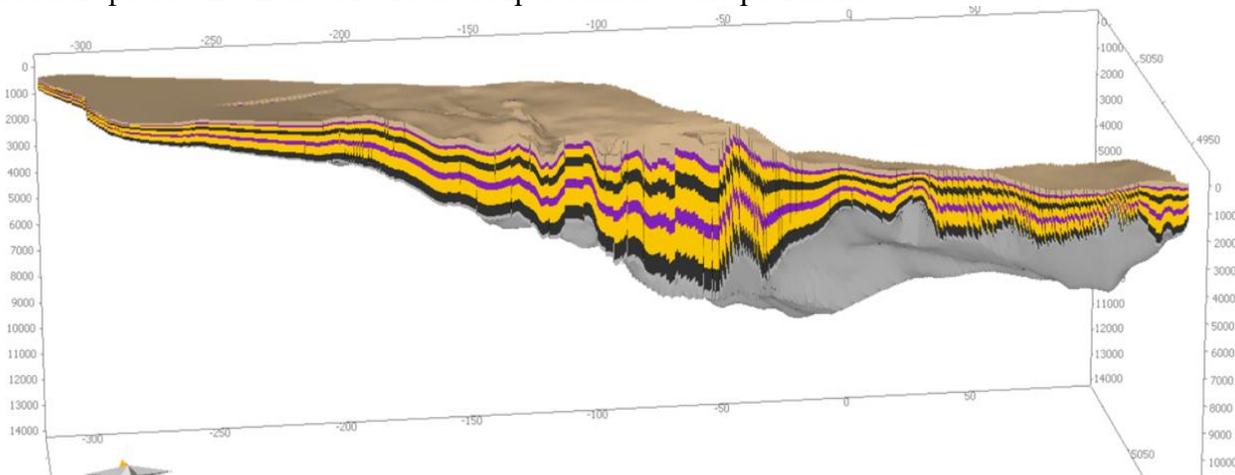


Рисунок 1 – 3-х мерная модель палеоцен-эоценовой ГАУС на территории Западно-Кубанской нефтегазоносной области

Месторождения и ловушки

Нефтегазоносность палеоцен-эоценового комплекса установлена в Западно-Кубанском прогибе, на Каневско-Березанском валу и в пределах Армавиرو-Невинномысского вала. Всего в палеоцен-эоценовых отложениях открыта 41 залежь, из которых 24 нефтяных, 4 газонефтяных, 11 газовых и 2 газоконденсатных (Рисунок 2).

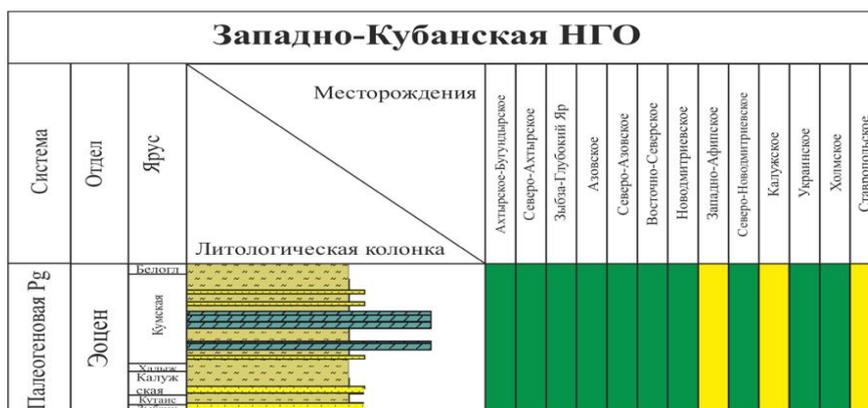


Рисунок 2 - Месторождения и залежи УВ в палеоцен-эоценовой ГАУС на территории Западно-Кубанской нефтегазоносной области

Преобладающее количество открытых залежей нефти и газа сосредоточено в пределах южного борта Западно-Кубанского прогиба, в палеогеологическом отношении отвечающего Афипскому флишевому трогу. Афипский трог является погребенной структурой субширотного простирания размером 120x25 км, выполненной, в основном, терригенными флишевыми отложениями от палеоцена до нижнего майкопа общей мощностью около 2 км, слагающими нижний структурный ярус в зоне южного борта Западно-Кубанского прогиба.

Нефтяные и газонефтяные залежи связаны с линейными, сложно построенными, сильно нарушенными и частично размытыми складками, перекрытыми моноклинально залегающей майкопской глинистой толщей. Всего в разрезе палеоцен-эоценовых отложений Афипского прогиба выделяется 14 продуктивных горизонтов, в состав которых входит в общей сложности около 600 разобщенных пластов-коллекторов, образующих соответствующее количество «элементарных» залежей нефти и газа.

В вертикальном распределении залежей наблюдается довольно пестрая картина. Так, с кумским горизонтом связаны нефтяные залежи, расположенные на глубинах от 800 м до 4100 м, а на Северско-Западно-Афипской площади на глубине 5200-5400 м в этих отложениях выявлена газоконденсатная залежь. В коллекторах палеоцена и эоцена на Ахтырско-Бугундырском месторождении все продуктивные пласты содержат залежи нефти на глубинах от 600 до 2000 м., а на Глубокоярской площади на сравнительно небольших глубинах 1100-2300 м в этих же отложениях выявлены газоконденсатные залежи.

Преобладающее количество открытых залежей нефти и газа сосредоточено в пределах южного борта Западно-Кубанского прогиба, в палеогеологическом отношении отвечающего Афипскому флишевому трогу. Афипский трог является погребенной структурой субширотного простирания размером 120x25 км, выполненной, в основном, терригенными флишевыми отложениями от палеоцена до нижнего майкопа общей мощностью около 2 км, слагающими нижний структурный ярус в зоне южного борта Западно-Кубанского прогиба.

Нефтегазоматеринские толщи

На основе результатов геохимических исследований и моделирования была создана 3-х мерная модель распространения органического углерода в палеоцен-эоценовой ГАУС, необходимые для исследования нефтематеринских толщ (Рисунок 3).

Наиболее «благородным» составом и высоким содержанием Сорг в разрезе осадочного чехла Западно-Кубанской НГО характеризуется эоценовая нефтематеринская толща (кумская и хадыженская свиты). На территории Западно-Кубанского прогиба содержание Сорг в них составляет 0,63-11,32% (среднее 3,32%) (Рисунок 4).

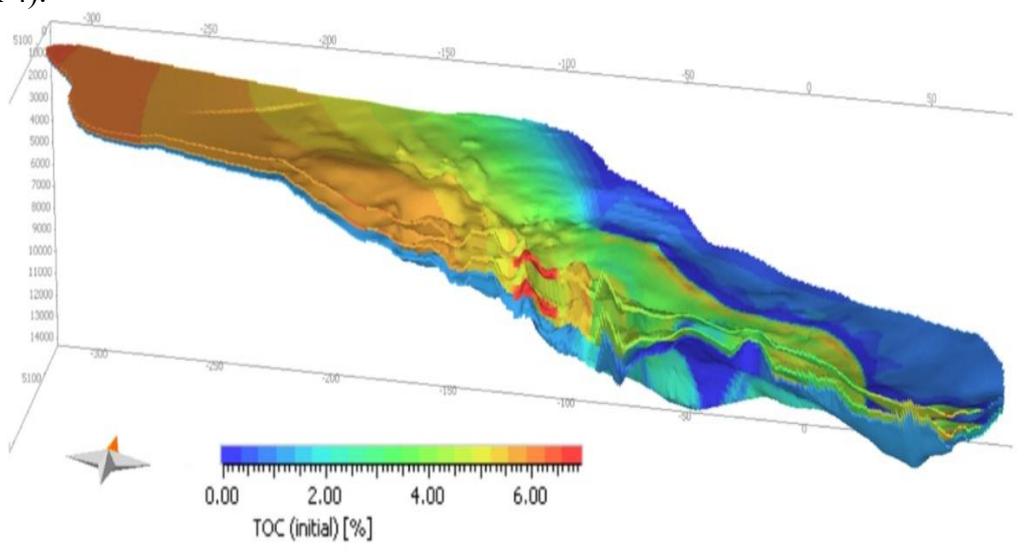


Рисунок 3– 3-х мерные модели распространения органического углерода в палеоцен-эоценовой ГАУС на территории Западно-Кубанской нефтегазоносной области

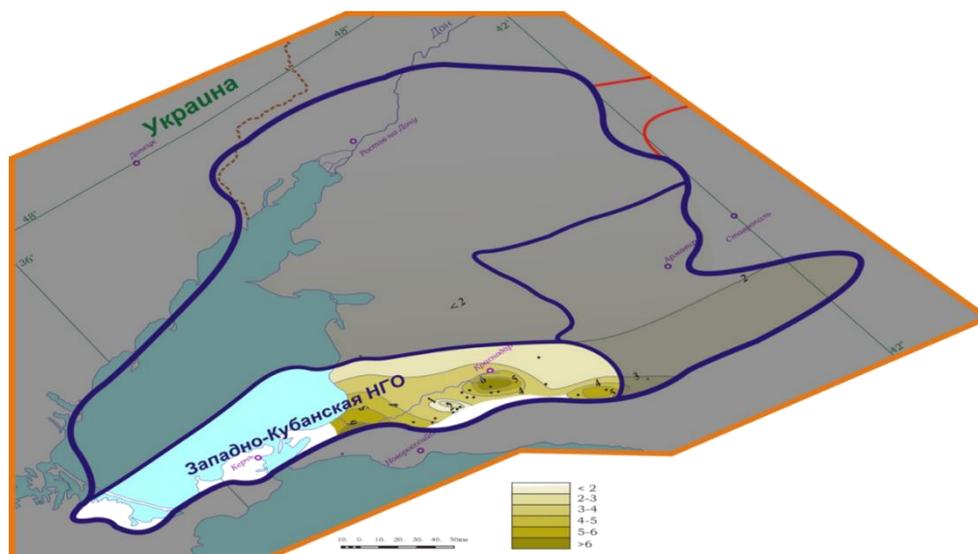


Рисунок 4 - Карта распределения Сорг в эоценовых отложениях (кумская свита)

Отложения кумской свиты на западе Западно-Кубанского прогиба (Холмская) представлены серыми глинами с алевритистыми, реже известковистыми примесями и прослоями аргиллитов. Далее на восток, в разрезе все реже наблюдаются аргиллиты, восточнее р. Псекупс кумская свита сложена коричневыми и темно-коричневыми битуминозными мергелями с примесью алевритового материала.

Коллекторы и покрывки

Анализ результатов пробуренной Левкинской параметрической скважины 250

X Международная научная конференция молодых ученых

"Молодые- Наука о Земле"

г. Москва

31 марта 2022 г.- 1 апреля 2022 г.

(6755 м, палеоцен) на южном борту Западно-Кубанского прогиба позволяет оценить коллекторские свойства глубокопогруженных палеоценовых и верхнемеловых поднадвиговых отложений. Аргиллитоподобные глины белоглинской свиты (инт. 4100,00-4102,83 м), в разной степени известковистые и алевритистые, являются массивными, тонкопористыми породами с интенсивной вкрапленностью слюды и глауконита, а также с единичными остатками перекристаллизованной фауны. Для них характерны значения открытой пористости 9,10 и 9,40 %, что позволяет отнести их к пониженнопористыми породам. По значениям абсолютной газопроницаемости глины относятся полупроницаемым со средним значением $0,186 \cdot 10^{-15}$ м². Коэффициент анизотропии ниже единицы, что говорит о преобладании фильтрации в направлении, субперпендикулярном оси скважины.

Отложения кумской свиты в инт. 4361,90-4906,47 м сложены карбонатизированными слюдистыми аргиллитами и глинистым мергелем с прослоями, и линзами алевропесчаника. Породы в разной степени глинистые, карбонатизированные, разнозернистые, неравномерно алевритистые, иногда сидеритизированные. По величине открытой пористости, варьирующей в интервале 2,56-9,10 %, относятся к низкопористым и пониженнопористым породам. Газопроницаемость принимает значения от 0,00469 до $27,80 \cdot 10^{-15}$ м². Коэффициент анизотропии параметра изменяется от 0,02 до 0,26. Это говорит о том, что трещины и поровые каналы ориентированы субперпендикулярно оси скважины.

Коэффициент проницаемости по открытым трещинам в образцах свиты изменяется от 0,15 до $44,4 \cdot 10^{-15}$ м². Трещины очень узкие с раскрытостью от 0,007 до 0,02 мм, в основном ориентированы по слоистости, реже встречаются разноориентированные волнистые. Поверхностная плотность открытых трещин варьирует от 38,90 до 594,14 1/м.

Параметр пористости пород изменяется по оси X от 32,3 до 411 отн.ед., по оси Y – от 31,4 до 559 отн.ед., по Z – от 57,5 до 1086 отн.ед. Наблюдается анизотропность параметра, коэффициент анизотропии принимает значения от 1,29 до 2,07, что говорит о том, что у всех образцов сопротивление вдоль оси зерна значительно выше сопротивления в направлении, перпендикулярном оси зерна.

У терригенных пород свиты в направлении оси X интервальное время продольной волны варьирует в диапазоне 187-253 мкс/м, поперечной волны – в диапазоне 362-492 мкс/м; в направлении оси Y – $\Delta T_p = 192-275$ мкс/м, $\Delta T_s = 362-500$ мкс/м и оси Z – $\Delta T_p = 202-329$ мкс/м, $\Delta T_s = 378-514$ мкс/м. Коэффициент анизотропии выше единицы, что свидетельствует о наличии субгоризонтальных глинистых прослоев.

Выводы

Нефтегазоносность палеоцен-эоценовой нефтяной и газонефтяной залежи связаны с линейными, сложно построенными, сильно нарушенными и частично размывтыми складками, перекрытыми моноклинально залегающей майкопской глинистой толщей. Всего в разрезе палеоцен-эоценовых отложений выделяется 14 продуктивных горизонтов, в состав которых входит в общей сложности около 600 разобщенных пластов-коллекторов, образующих соответствующее количество «элементарных» залежей нефти и газа.

Библиография

1. Летавин А. И. Тектоника, формации и нефтегазоносность доюрских отложений молодой платформы Юга СССР. Дисс. доктор. г.-м.н., ИГиРГИ М., 1977, 324 с.
2. Сенин Б. В., Савченко В. И., Устьянцев В. Л., Шайнуров Р. В. Структура и нефтегазогеология морей ЧКР по комплексу геолого-геофизических данных. В сб. Проблемы геологии и освоения нефти юга России. ЮНЦ РАН, Ростов-на-Дону, 2006, с. 174-176.
3. Глумов И. Ф., Маловицкий Я. П., Новиков А. А., Сенин Б. В. Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря. М. ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004, 342 с.
4. Сенин Б. В. Чёрное море. В кн.: Тектоника южного обрамления Восточно-Европейской платформы (объяснительная записка к тектонической карте Черноморско-Каспийского региона. М 1:2500000). Под. Ред. В. Е. Хаина и В. И. Попкова. Краснодар: ЮНЦ РАН – Куб ГУ, 2009, с. 162-171.
5. Глумов И. Ф., Гулев В. Л., Сенин Б. В., Карнаухов С. М. Региональная геология и перспективы нефтегазоносности Черноморской глубоководной впадины и прилегающих шельфовых зон. Под ред. Б. В. Сенина. В 2-х частях. М., Изд. Дом Недра, 2014. 4.1, 279 с.; 4.2, 181 с.

***Поиск сложностроенных нефтегазоперспективных объектов в юрско-меловых отложениях северной части Западной Сибири
Конончук Е.А.* (МГРИ, elenakonchuk29@gmail.com)***

Аннотация

В работе освещены результаты проведения сейсморазведочных работ МОГТ-2D на Сладком участке недр, которые проводились с целью детализации геологического строения и уточнения структурно-формационных характеристик территории Сладкого ЛУ, поиска и подготовки перспективных объектов в верхней части доюрских образований, в юрских и неокомских отложениях.

Ключевые слова

Сейсморазведочные работы МОГТ-2D, нефтеперспективные объекты, юрские и меловые отложения, структурная карта, северная часть Западной Сибири.

Теория

Территория исследований географически находится на северо-востоке Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и является малоосвоенной. В административном отношении Сладкий участок недр расположен в пределах Красноярского края.

На исследуемой территории были проведены комплексные сейсморазведочные работы, глубокое бурение, аэромагнитные и гравиметрические съемки, в результате которых было выявлено Сладкое поднятие, являющееся структурой III порядка, и уточнено строение продуктивных интервалов этого нефтегазоперспективного объекта.

В геологическом строении рассматриваемой территории принимают участие метаморфические образования архейско-среднепротерозойского возраста, осадочные образования ранне-среднепалеозойского, позднепалеозойского-раннемезозойского и мезозойско-кайнозойского возраста.

В разрезе юрско-меловых отложений на рассматриваемой территории и по аналогии с соседними районами выделяется ряд самостоятельных нефтегазоносных комплексов, которые надежно изолированы друг от друга региональными флюидоупорами: юрским, неокомским, апт-сеноманским и туронским.

Район работ является традиционно сложным для сейсморазведки из-за распространения многолетнемерзлых горных пород (ММП) переменной толщины, колебания которой связаны с наличием зон растепления, рек, озёр, а также с проявлением тектонической деятельности.

На проектных профилях выполнялись сейсмические наблюдения МОГТ-2D с использованием 281-канальной приёмной расстановки с шагом между приёмными каналами 25 м, центральным (на 141-ом приёмном канале) расположением пункта возбуждения. База приёмной расстановки составляла 7000 м, максимальное удаление взрыв-приём – 3500 м, минимальное – 0 м, расстояние между пунктами возбуждения –

50 м. Номинальная кратность перекрытия – 70. Для подавления поверхностных волн-помех при приёме использовалось линейное группирование сейсмоприёмников GS-20DX в количестве 12 приборов на канал.

Основной задачей, решаемой на этапе обработки, являлось получение суммарных временных разрезов, пригодных для геологической интерпретации, проведения AVO/AVA анализа и дальнейшей детализации структурного плана верхней части доюрских образований, юрских и меловых отложений.

Сейсмическая интерпретация выполнялась в программном комплексе компании Schlumberger, в котором проводились одномерное сейсмическое моделирование, сейсмофациальный, динамический, седиментационный и палеотектонический анализы, выделение и интерпретация тектонических нарушений с целью конструирования набора интерпретационных моделей среды, отражающих все те особенности геологического строения и геологической истории, которые совокупно определяют нефтегазоперспективность.

Основным результатом интерпретационных работ являются структурные карты по тринадцати отражающим горизонтам, уточняющие структурный план Сладкого локального поднятия. Используя динамические особенности волнового поля, были выделены новые нефтеперспективные объекты, благоприятные для залежей углеводородов, в верхней части малохетской, в низах яковлевской и кровле долганской свит (рисунок 1 - 2).

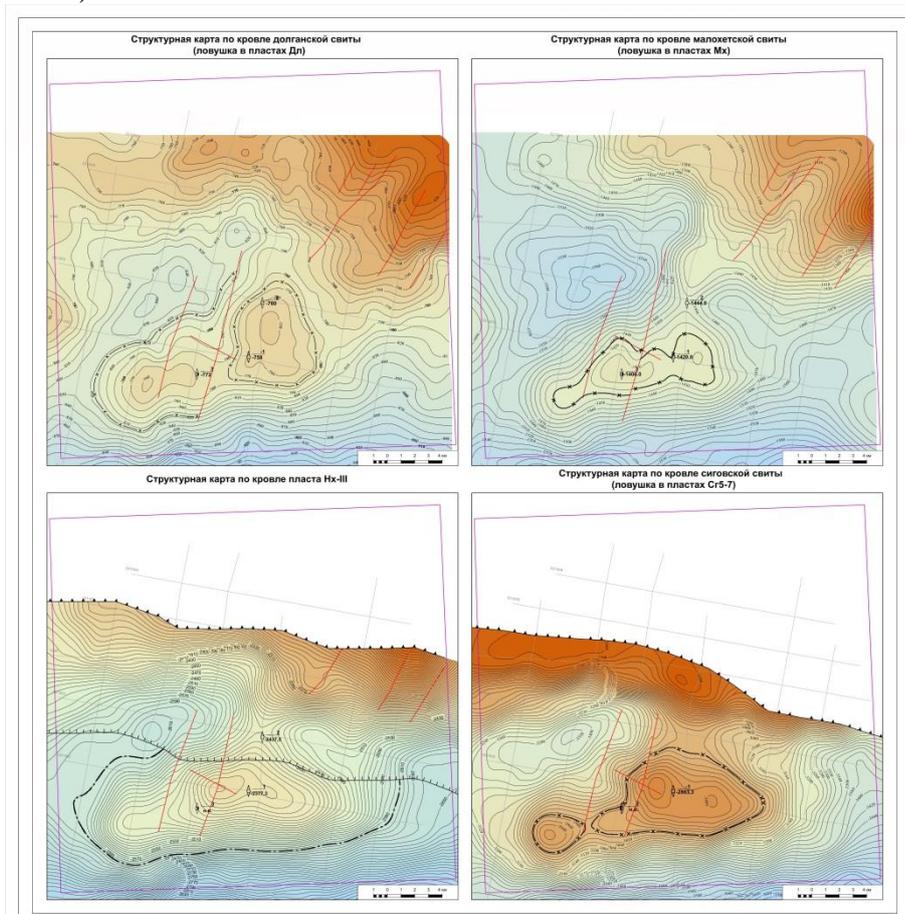


Рисунок 1. Схема выделения ловушек и оценка потенциальных ресурсов углеводородов в перспективных объектах

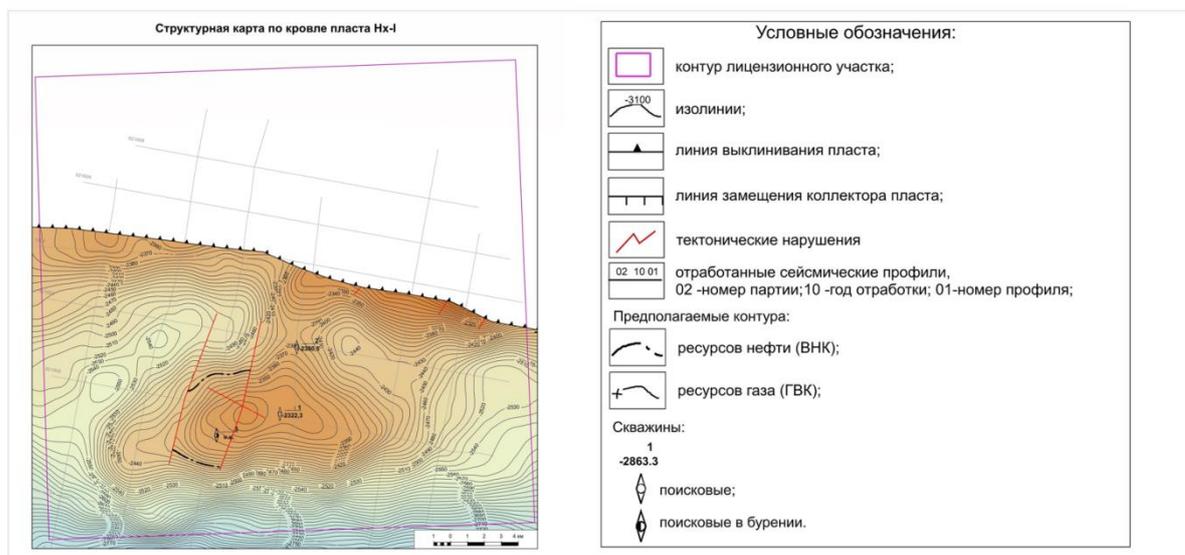


Рисунок 2. Схема выделения ловушек и оценка потенциальных ресурсов углеводородов в перспективных объектах

Выводы

Полученные структурные карты по отражающим горизонтам уточнили структурный план Сладкого локального поднятия. Оно представляет собой брахиантиклинальную складку, западная часть которой осложнена парной системой тектонических нарушений субмеридионального простирания, разбивающих поднятие на три тектонических блока.

С использованием палеотектонического, сейсмофациального и динамического анализа спрогнозированы структурные и структурно-литологические ловушки в пределах Сладкого ЛУ, а также предполагается наличие залежей газа в верхней части малохетской, в низах яковлевской и кровле долганской свит.

Однако, учитывая недостаточную точность и густоту наблюдений сейсморазведочных работ, все эти объекты требуют дополнительных исследований после проведения новых полевых работ с повышенной кратностью и более регулярной и плотной сети наблюдений.

В части интерпретационных работ рекомендуется продолжить изучение возможностей динамического анализа для прогноза коллекторов и ловушек в условиях более плотной сети наблюдений и более высокого качества временных разрезов после проведения дополнительных сейсморазведочных работ. Кроме того, в этих условиях представляет интерес более детальное изучение влияния ММП на точность построений в пределах отдельных поднятий.

Библиография

1. Западная Сибирь // Геология и полезные ископаемые России. В шести томах. Т. 2 / Гл. ред. *В.П. Орлов*. Ред. 2-го тома: А.Э. Конторович, В.С. Сурков. – СПб., ВСЕГЕИ, 2000, 477 с. (МПР РФ; РАН, СНИИГГиМС, ВСЕГЕИ).
2. Малолетко А.М. Эволюция речных систем Западной Сибири в мезозое и кайнозое. Томск: Томский государственный университет, 2008, 288 с.
3. Маргулис Л.С. Секвенсная стратиграфия в изучении строения осадочных чехлов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2008, № 3.
4. Лисицын А.П. Лавинная седиментация изменения уровня океана, перерывы и пелагическое осадконакопление – глобальные закономерности // – 27-ой Междунар. геол. конгресс. Коллоквиум 03: Доклады. Т. 3: Палеоокеанология. М., 1984.
5. Шемин Г.Г., Бейзель А.Л. и др. Детальная корреляция нефтегазоносных отложений келловоя и верхней юры северных районов Западной Сибири. - Геология и геофизика №8, том 41. Новосибирск, «СО РАН, НИЦ ОИГГМ СО РАН», 2000.

Особенности строения и корреляция разрезов ачимовских отложений раннемелового возраста по скважинам северо-восточного склона Каймысовского свода (Томская область)

Лобес Д.С.* (НИ ТПУ, Россия, lobes.daria@gmail.com),

Аннотация

В работе изложена теория образования клиноформ в разрезе ачимовской толщи Столбового циклита раннемелового возраста по скважинам зоны сочленения северо-восточного склона Каймысовского свода и Колтогорского прогиба. Для выявления особенностей строения и распространения ачимовских отложений Столбового циклита использовались данные каротажных диаграмм (кривая ПС) по скважинам Столбового, Ломового и Грушевого месторождений, а также построенная по каротажным диаграммам схема корреляции ачимовских клиноформ. Показано влияние палеогеографической обстановки и структурно тектонического фактора на условия осадконакопления и возможного формирования пластов-коллекторов, способных вмещать залежи нефти и газа.

Ключевые слова

Клиноформа, циклит, корреляция, ачимовская пачка, неоком.

Объектом исследования являются ачимовские отложения нижнемелового комплекса, вскрытые в разрезах скважин зоны сочленения северо-восточного склона Каймысовского свода и Колтогорского прогиба.

Теория

Ачимовский нефтегазоносный комплекс, залегающий в основании разреза неокома, является объектом геолого-геофизического изучения на протяжении длительного времени на территории Западной Сибири. С точки зрения стратиграфического положения в разрезе, отложения ачимовской толщи залегают в основании неокома в виде кулисообразных линзовидных тел субмеридионального простирания (рис.3) в стратиграфически скользящем диапазоне от берриаса на восток до нижнего валанжина на западе (рис.2). Такой диапазон возрастного скольжения отложений ачимовской толщи определяется спецификой условий их осадконакопления [2].

Впервые данные отложения в разрезе неокома юго-восточных районов Западно-Сибирской равнины охарактеризовал Ф.Г. Гулари (1959) и выделил их в ачимовскую пачку. Позднее И.И. Нестеровым и Ю.В. [1]. Брэдучаном ачимовская пачка была представлена в ранг толщи, возраст – берриас-ранний валанжин в пределах всей Западной Сибири. Сложность строения ачимовского клиноформного комплекса является одной из основных причин существования различных точек зрения на условия его формирования [4].

Основной теорией формирования клиноформ ачимовской толщи послужила теория А.Л. Наумова, согласно которой клиноформные отложения – это результат процесса

бокового заполнения осадками некомпенсированного, относительно глубоководного морского бассейна (рис. 2).

Накопление осадков ачимовской толщи происходило в морской обстановке в эпоху позднего берриасса-раннего валанжина при регрессии моря в западном направлении. В это время глубина моря менялась от 400 (200) м до 200 (100) м (рис. 3).

Регрессия моря связана с оживлением рельефа на окружающей бассейн суше, особенно на территории Палеоалтая, Палеоенисейского кряжа, на Сибирской платформе, где начались горообразовательные процессы. Тектоническая активность привела к резкому континентальному выветриванию. В конце берриасса-начале валанжина некомпенсированный режим осадконакопления сменился лавинной седиментацией. Наличие глубоководного морского бассейна и высоких темпов лавинной терригенной седиментации в нем привело к формированию в раннемеловое время на территории Западной Сибири косослоистой толщи [2].

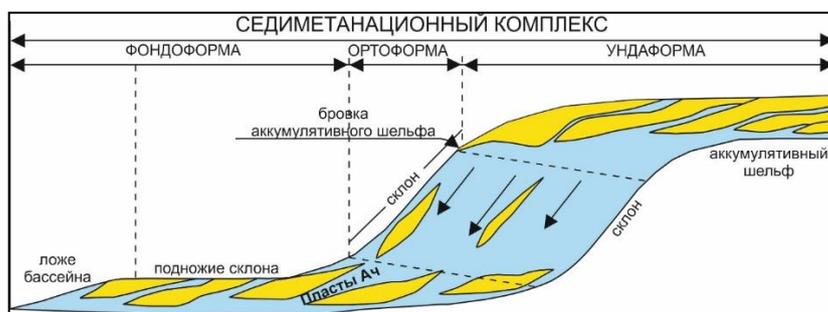


Рисунок 1. Схема формирования клиноформного комплекса пород

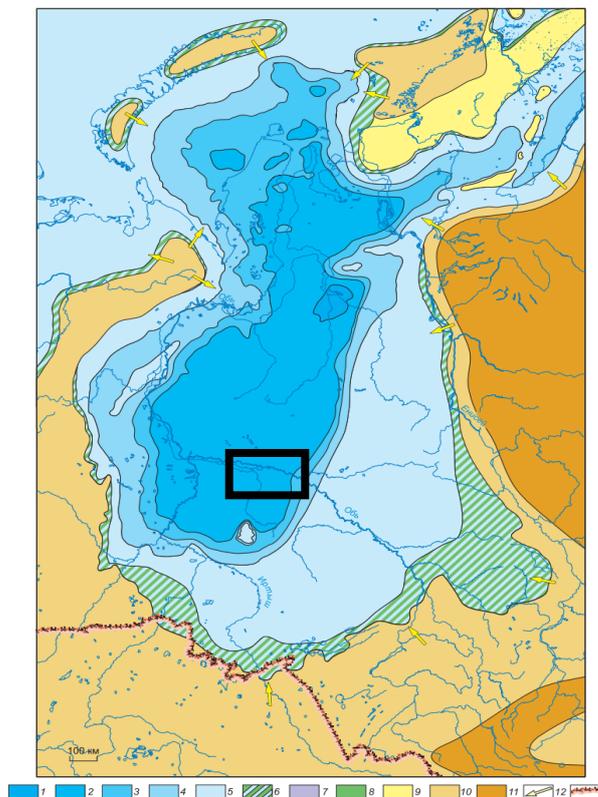
Формирование ачимовских осадков происходило очень интенсивно и длительное естественное окатывание обломков пород при этом отсутствовало. Поэтому в разрезах ачимовской толщи хорошо выдержанные пласты-коллекторы практически отсутствуют. Особенности формирования ачимовских отложений обусловили высокую степень неоднородности пластов при очень низких параметрах фильтрационно-емкостных свойств и нефтенасыщенности [2].

С целью изучения особенностей строения и распространения ачимовских отложений Столбового циклита вдоль восточного склона Каймысовского свода и западного борта Колтогорского мегапрогиба (рис. 4) проведена корреляция по скважинам трех месторождений Столбовое-Ломовое-Грушевое. В результате проделанной работы выявлено, что Столбовой циклит имеет сложное строение, высокую степень расчлененности и прослеживается в разрезе всех скважин (рис. 3, 4).

Основанием для прослеживания распространения циклита послужила его продуктивность на Столбовом месторождении: из пласта Б₁₈ скважины 91 был получен приток нефти дебитом 72 м³/сут.

Выдержанность циклита по толщине, его площадное распространение позволяет сделать вывод о том, что отложения ачимовской толщи могут быть перспективны на этих месторождениях. Поскольку одни каротажные диаграммы не способны обеспечить полностью достоверную информацию о геологическом строении исследуемых отложений, необходимо производить отбор керн в интервале залегания куломзинской

свиты от подошвы до кровли баженовской свиты, детальную сейсмику и переинтерпретацию сейсмических данных.



Усл. обозначения: 1-11 – палеогеографические области: области морского осадконакопления: 1 – море глубокое, более 400 м; 2 – море глубокое, 200-400 м; 3 – море мелкое, 100-200 м; 4 – море мелкое, 25-100 м; 5 – море мелкое, менее 25 м; 6 – области переходного осадконакопления: равнина прибрежная, временами заливавшееся морем (осадки пойменные, озерно-болотные, русловые, дельтовые, береговых баров, пляжевые); 7 – внутренние водоемы: пресные, временами засолявшиеся; области континентального осадконакопления: 8 – равнина низменная, аккумулятивная (осадки русел, пойм, озер и др.); 9 – равнина денудационно-аккумулятивная; области размыва: 10 – равнина возвышенная (денудационная суша); 11 – горы низкие; 12 – главные направления сноса обломочного материала; 13 – государственная граница

Рисунок 2. Палеогеографическая схема Западной Сибири, конец берриасса-начало валанжина [2]

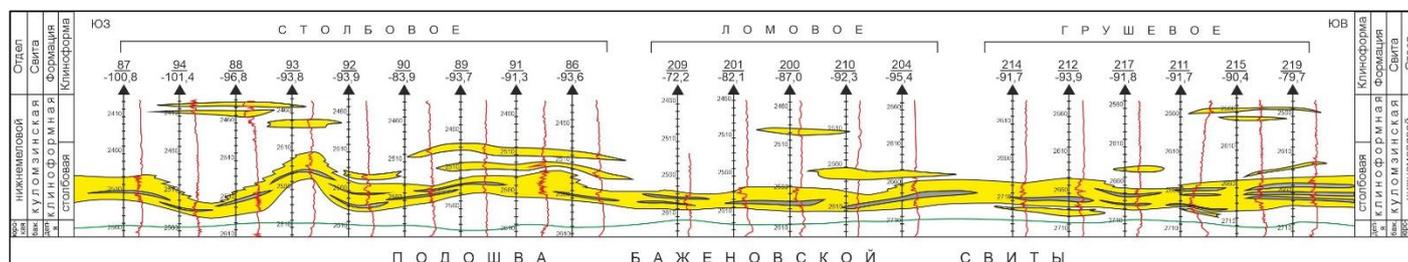


Рисунок 3. Схема корреляции ачимовской толщи (Столбовой цикл)

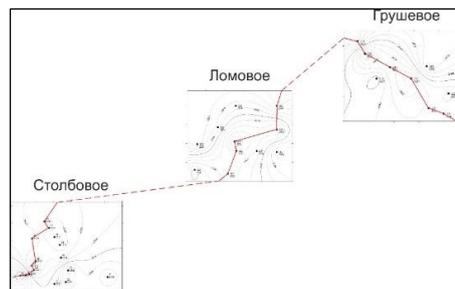
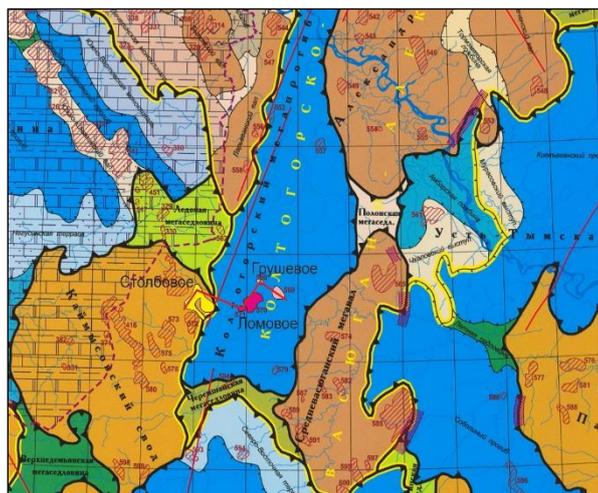


Рисунок 4. Линия профиля по скважинам Столбового-Ломового-Грушевого месторождений

Выводы

При сопоставлении разрезов ачимовских отложений по данным ГИС скважин прослежен характер изменения комплекса пород и его коллекторские свойства на большой площади сложных структурно-тектонических элементов. Установлено, что исследуемая толща преимущественно алевролитоглинистого состава, но возможно наличие линз песчаников с высокими коллекторскими свойствами, способных вмещать залежи нефти и газа. Поэтому для обеспечения продолжительности промышленной разработки Столбового, Ломового и Грушевого нефтяных месторождений необходимо уделить внимание изучению Столбового циклита раннемелового возраста. А именно: провести переинтерпретацию материалов сейсморазведочных работ и обосновать наиболее перспективный участок бурения поисково-оценочных скважин с отбором керн.

Литература

1. Бородкин В. Н. Модель формирования и текстурные особенности пород ачимовского комплекса севера Западной Сибири: учебное пособие / В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков, А. В. Мельников, А. В. Храмцова. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. – 84 с.
 2. Конторович А.Э. Ершов С.В., Казаненков В.А., Карогодин Ю.Н., Конторович В.А., Лебедева Н.К., Никитенко Б.Л., Попова Н.И., Шурыгин Б.Н. Палеогеография западно-сибирского осадочного бассейна в меловом периоде // Геология и геофизика, 2,14, т. 55, № 5-6, с. 745-776.
 3. Нежданов А.А., Пономарев В.А., Туренков Н.А., Горбунов С.А. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири. – М.: Издательство Академии горных наук, 2000. – 247 с.
- Ф. Г. Гурари. Строение и условия образования клинаформ Западно-Сибирской плиты (история становления представлений): Монография. - Новосибирск: СНИИГГиМС, 2003.-141 с.

Построение фациальной модели пласта А нижнего миоцена нефтяного месторождения X блока 15-1 Кылуонгского бассейна

Нгуен М.Х.* (Ханойский университет горного дела и геологии, nguyenminhhoa@hutm.edu.vn),

Аннотация

В представленной работе была построена литофациальная модель нефтяного пласта А нижнего миоцена месторождения X с использованием пиксельного и объектного методов. Показаны полученные результаты в пределах изучаемого участка.

Ключевые слова

Моделирование, литофация, коллектор, Кылуонгский бассейн.

Теория

Построение трехмерных цифровых геологических моделей в настоящее время уже стало естественной составляющей технологических процессов для обоснования бурения скважин и составления планов разработки месторождений углеводородов, включая оценку экономической эффективности предлагаемых геолого-технологических мероприятий [1].

Целью данной работы является получение представления о пространственном распределении пород коллекторов и не коллекторов. Данные о типах пород в скважинах получены в результате интерпретации геофизических данных. Для построения литологической модели были применены стохастические методы: пиксельные с алгоритмом последовательного индикаторного моделирования (Sequential Indicator Simulation - SIS) и объектные, моделирующие литофации с помощью заданных заранее геологических тел.

Объект изучения X в представленной работе расположен в блоке 15-1 Кылуонгского бассейна (рис. 1), где залежи углеводородов выявлены в нижне-миоценовых и олигоценых песчано-алевролитовых отложениях, а также в трещиноватых гранитоидных породах фундамента, причем, фундамент является основным нефтеносным объектом, имеющим массивные залежи.

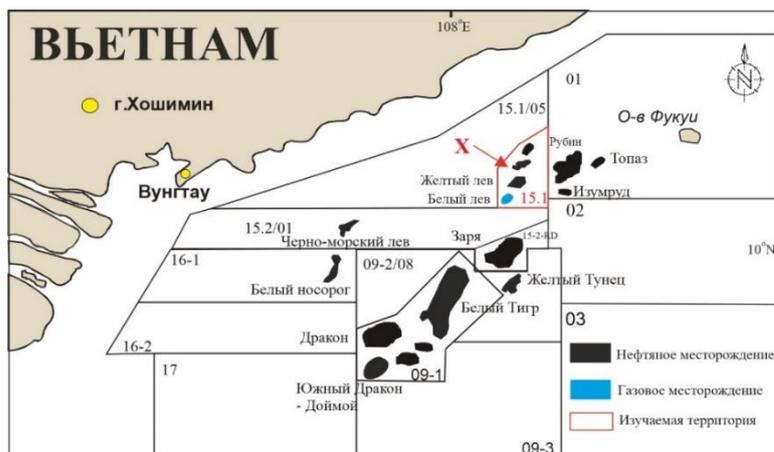


Рисунок 1. Обзорная карта района исследования

По результатам анализа строения разреза пласта А по керновому материалу выявлено, что породы представлены чередованием песчаников, глин мощностью в основном 3 – 5 м, при этом основными фациями являются рукав реки (Distributary channel), пески разлива (Crevasse splay) и глинистая пробка (Clay plug). Средняя пористость составляет от 16 до 30 %.

На месторождении X подтверждено, что скважины, пробуренные через пласт А, имеют значительные притоки нефти. Водонефтяной контакт принят по данным ГИС на абсолютной отметке -1707.1м.

Созданная схема корреляции скважин (рис.2) позволила построить карту по кровле пласта А (рис. 3).

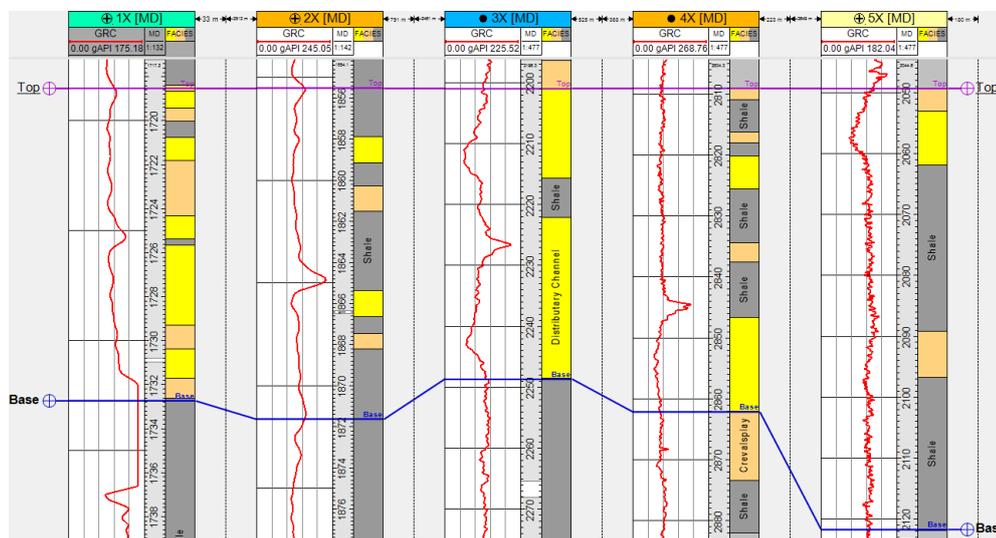


Рисунок 2. Схема корреляции разрезов скважин

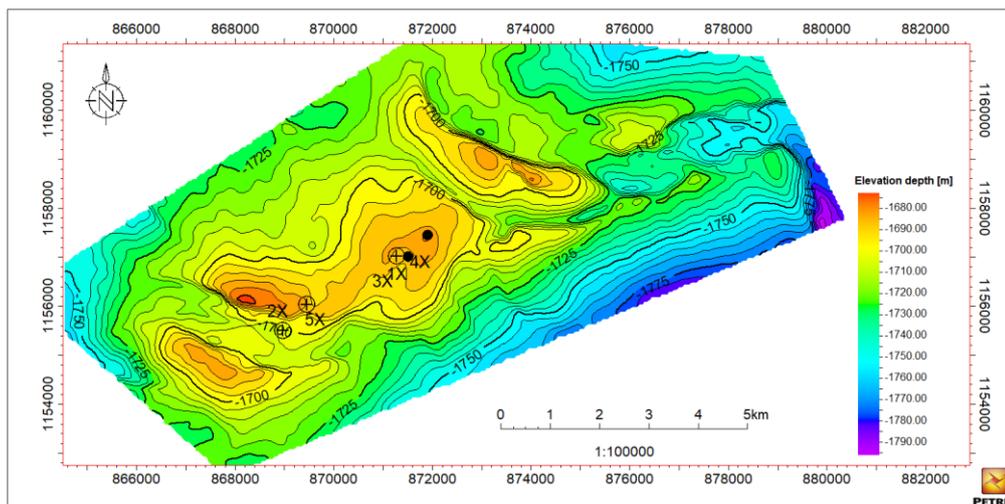


Рисунок 3. Структурная карта по кровле пласта А

С помощью программного комплекса Petrel (по договору № 1-1МОС35J между HUMG и компанией «Schlumberger») создана геологическая модель для данного участка. Построены кубы литологии с использованием методов пиксельных и объектных. На рис.4 и рис.5 представлены 3D литофациальные модели и разрезы по кубам литологии.

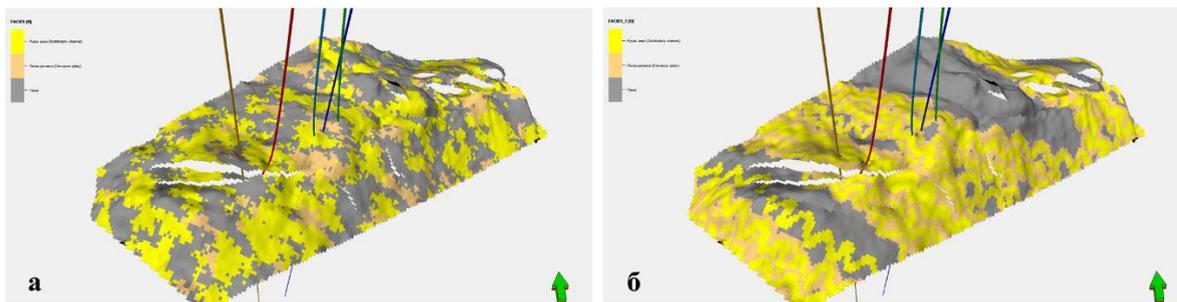


Рисунок 4. Сравнение фациальной модели двух методов SIS (а) и объектного (б)

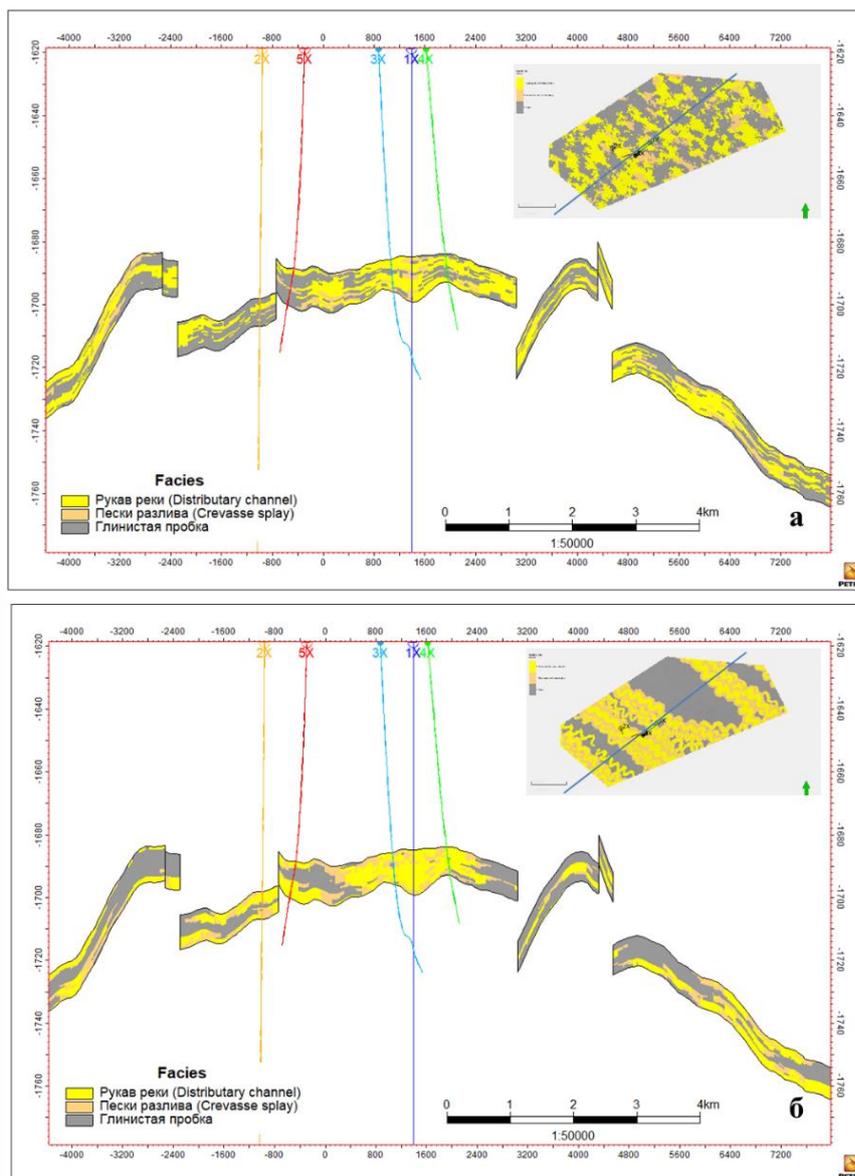


Рисунок 5. Разрезы по кубу литологии по линии скважин: а) пиксельный метод; б) объектный метод.

Из фациальной модели объектного метода, видно, что песчаные тела, в основном распространены в направлении СЗ – ЮВ. Осадочные фации имеют закономерное распространение и четко связаны между собой.

Для фациальной модели метода SIS, песчаные тела распространены случайным образом и не имеют связи друг с другом.

Выводы

Литофациальная модель, построенная объектным методом, может давать достоверные изображения распределения присутствующих в пласте фаций: рукав реки, пески разлива и глинистые пробки в изучаемом участке. Полученные результаты объектного метода больше подходят для геологических характеристик пласта А, чем метод SIS, потому что они более адекватно показывают форму изучаемого объекта.

Библиография

1. Гладков Е.А. Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2012. – 84 с.
2. Кирилов А.С., Закревский К.Е. Практикум по геологическому 3D моделированию в Petrel 2013. – М. 2017. – 134 с.
3. Nguyen Hiep et al., 2019. The Petroleum Geology and Resources of Vietnam. – Science and Technics Publishing House. – 750 p.

Оценка перспектив нефтегазоносности зоны сочленения Косью-Роговской впадины и внешней зоны Предуральяского краевого прогиба на основе бассейнового моделирования

***Полюх Н.А. * (РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, poluykh@mail.ru),
Бондарева Л.И. (РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина,
liana_abril@mail.ru)***

Аннотация

В ходе выполненной работы была проведена оценка перспектив нефтегазоносности зоны сочленения южного окончания Косью-Роговской впадины (КРВ) и внешней зоны Предуральяского краевого прогиба (ПКП) на основе бассейнового моделирования.

Для выполнения данного исследования использовался программный модуль бассейнового анализа - PetroMod компании Schlumberger. Было изучено геологическое строение, нефтегазоносность изучаемой территории, проведена палеотектоническая реконструкция изучаемого региона, выполнен анализ генерационно-аккумуляционных углеводородных систем (ГАУС), выделены перспективные ловушки и скопления углеводородов (УВ). В ходе калибровки полученной 2D модели и анализа результатов, был сделан вывод о перспективности обнаружения промышленных скоплений углеводородов на изучаемой территории.

Ключевые слова

Бассейновое моделирование, Косью-Роговская впадина, Предуральяский крайевой прогиб, перспективы нефтегазоносности.

Теория

В настоящее время с помощью современного программного обеспечения (ПО) PetroMod выполняется анализ эволюции развития осадочного бассейна на основе историко-генетического метода, изучаются геохимические характеристики нефтегазоматеринских пород (НГМП), их генерационный потенциал, выявляются перспективные объекты для геологоразведочных работ (ГРР) на нефть и газ.

Актуальность данной работы объясняется слабой геолого-геофизической изученностью и глубоким бурением района исследования. Ордовикско-нижнедевонский и среднедевонско-нижнефранский осадочные комплексы в изучаемой области КРВ практически не изучены сейсморазведкой [2]. На изучаемой территории открыты и разведаны два месторождения - Интинское и Кожимское газовые.

Для выполнения поставленной задачи был построен структурный каркас геологического разреза зоны сочленения южного окончания КРВ и внешней зоны ПКП. Была произведена палеотектоническая реконструкция эволюции развития осадочного бассейна, из данного анализа можно сделать вывод о тектоническом развитии территории в четыре этапа: первый и третий этапы (ордовикский-силурийский периоды, средняя эпоха девонского периода-триасовый период) – нисходящие тектонические движения и накопление осадочных толщ, второй и четвертый этапы (ранняя эпоха

девонского периода, юрский период-настоящее время) – восходящие тектонические движения и эродирование накопившихся толщ. Так же были выявлены ловушки структурного типа в западной части профиля (Сывьюская антиклиналь), перспективы нефтегазоносности которых были уменьшены в следствии происходивших восходящих тектонических движений в пермско-триасовое время (коллизии).

Далее в построенной модели были выделены основные элементы УВ систем и дана литолого-фациальная и геохимическая характеристика. В качестве пород коллекторов были приняты отложения среднего отдела девонской системы (D_2), каменноугольной системы (C_{1-3}), нижней части артинского, кунгурского и уфимского ярусов приуральского отдела пермской системы (P_{1tl} - P_{1in}). В качестве пород-флюидоупоров – отложения верхней части среднего отдела девонской системы (D_2), верхней части ассельского, сакмарского, нижней части артинского и уфимского ярусов приуральского отдела пермской системы (P_{1ks} , P_{1in}). НГМП представлены отложениями лудловского яруса верхнего отдела силурийской системы (S_{2ip}), доманикового горизонта франского яруса верхнего отдела девонской системы (D_{3fr}), артинским ярусом приуральского отдела пермской системы (P_{1ar}). В целом, можно сказать, что коллектора изучаемой территории представлены терригенно-карбонатными породами, покрывки – глинами с прослоями глинистых известняков, а НГМП – глинистыми породами, с хорошими геохимическими показателями (содержащие общего органического углерода (ТОС) 1.7-6%, водородный индекс (HI) 350-700 мгУВ/гТОС), что при условии попадания в главную зону нефтегазообразования, будет говорить о высоких перспективах генерации УВ [1].

Для дальнейшего моделирования были внесены граничные параметры: палеоглубина моря (максимальные значения составили 200 метров, минимальные – 0 метров), температура на поверхности осадконакопления и тепловой поток, который в свою очередь выбирался исходя из анализа тектонодинамического развития Урала – минимальные значения характерны для настоящего времени (30 мВт/м²), а максимальные для позднего ордовика (140 мВт/м²) [3].

После постановки модели на первичный просчет и ее калибровки был произведен анализ ГАУС. Во-первых, по катагенетической эволюции НГМП можно сказать, что все НГМП вошли в главную зону нефтегазообразования в ходе своей эволюции (силурийские к концу средней эпохи девонского периода (D_2), верхнедевонские к концу турнейского века ранней эпохи каменноугольного периода (C_{1t}), пермские НГМП к концу приуральской эпохи пермского периода (P_1). В настоящее время силурийские и верхнедевонские НГМП находятся на стадии апокатагенеза три-четыре (АК₃-АК₄). Пермские НГМП в свою очередь находятся на стадиях апокатагенеза один-три (АК₁-АК₃). Так же следует отметить, что все НГМП полностью выработали свой генерационный потенциал. По анализу процессов миграции и аккумуляции УВ можно сделать вывод, что в ходе эволюции осадочного бассейна происходила первичная вертикальная миграция из НГМП в породы коллекторы, вторичная вертикальная и латеральная миграция УВ в проницаемых породах с образованием скоплений в структурных ловушках, а также за пределы разреза и на дневную поверхность. Так же особую роль следует уделить третичной миграции УВ в следствии расформирования залежей в структурных ловушках под влиянием восходящих тектонических движений, происходивших с начала пермского периода по триасовый во время коллизии. Основные геологические события, происходившие в нефтегазоносной системе, показаны на рисунке 1.

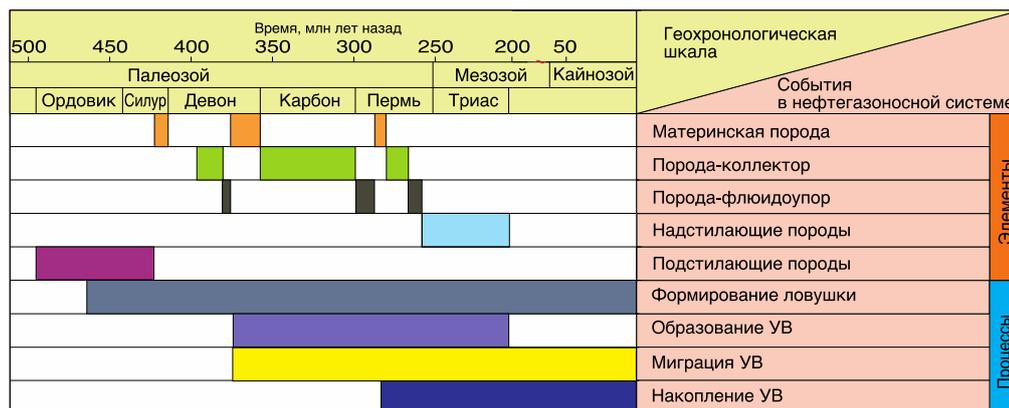


Рисунок 1. График геологических событий

В итоге проделанного исследования была выявлена одна аккумуляция газового конденсата. Характерной особенностью данной аккумуляции является ее расположение – ниже НГМП, что обуславливается наличием зоны аномально высокого пластового давления (АВПД) к концу татарской эпохи пермского периода, что в свою очередь объясняет направление первичной миграции из НГМП вниз в породу-коллектор.

Выводы

Таким образом, в заключении данной работы можно сделать вывод о перспективности обнаружения промышленных скоплений УВ в данной зоне (рисунок 2). Выявленная аккумуляция хорошо коррелируется с расположенной в изучаемой области Сивьюской антиклиналью, что подтверждает правильность выполненного исследования. Изучаемая территория так же перспективна для дальнейших исследований, а именно повышению масштабов геолого-геофизических исследований и съемок, проведению современных сейсморазведочных работ, выявлению тектонически-экранированных и стратиграфических ловушек, которые могли образоваться в посттриасовое время в следствии эрозионных процессов.



Рисунок 2. Карта перспектив нефтегазоносности [4]

Библиография

1. Астахов С.М. Геореактор. Алгоритмы нефтегазообразования. – Контики, Ростов-на-Дону. – 2015 г. – 256 с.
2. Грибанов Б.В. Объяснительная записка к геологической карте СССР, серия Северо-Уральская, лист Q-40-XXIV, Москва. – 1974 г. – 79 с.
3. Изучение и анализ ресурсной базы углеводородного сырья на территории Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции», Институт геологии Коми НЦ УрО РАН, Сыктывкар. – 2005 г. – 138 с.
4. Юдин В.В., Орогенез севера Урала и Пай-Хоя, Екатеринбург, УИФ «Наука», 1994 г. – 287 с.

***Особенности состояния и перспективы использования сырьевых ресурсов
нефти Дальневосточного Федерального округа
Разведская А.Д.* (Дальневосточный Федеральный Университет,
roanna3828@yandex.ru),***

Аннотация

Согласно «Руководству по гармонизации стандартов отчетности России и CRIRSCO» под минеральными ресурсами понимается концентрация минерального вещества, представляющая экономический интерес в такой форме и при таком его качестве и количестве, которые дают основания предполагать реальную возможность его рентабельного извлечения из недр в обозримой перспективе. В соответствии со Стратегией развития минерально-сырьевой базы до 2035 года нефть относится ко второй группе полезных ископаемых; т. е. к тем полезным ископаемым, для которых достигнутые уровни добычи недостаточно обеспечены запасами разрабатываемых месторождений на период до 2035 г. [1]. Государственным балансом запасов полезных ископаемых Российской Федерации по состоянию на 01.01.2021 учитывается более 31,4 млрд т нефти и 3,98 млрд т конденсата; они заключены в недрах 3 267 месторождений [2]. Кроме того, нефть входит в перечень стратегических видов минерального сырья [3].

Ключевые слова

Ресурсы, нефть, углеводороды, полезные ископаемые.

Теория

По итогам 2020 г. Российская Федерация заняла шестое место в мире по запасам жидких углеводородов, а также третье место в рейтинге стран-производителей и второе — стран-экспортеров. Добыча жидких углеводородов в России за последнее десятилетие выросла на 9,3%. В 2020 г. добыча нефти велась на 2 272 месторождениях, попутная добыча конденсата — на 269 объектах [2].

Территория Дальневосточного федерального округа (ДВФО) составляет значимую территорию Российской Федерации - 6952,6 тыс.км², в состав которой входит 11 субъектов федерации. При этом все субъекты ДВФО являются приоритетными геостратегическими территориями [4], а Республика Саха (Якутия) (частично) и Чукотский АО также входят в состав другой приоритетной геостратегической территории - Арктической зоны РФ [5].

На территории округа (включая шельф Охотского и Японского морей) большая часть балансовых (извлекаемых и разведанных - $A+B_1+C_1+B_2+C_2$) запасов нефти сосредоточена в недрах Республики Саха (Якутия) - 644,531 млн.т, 464,263 млн.т – в Сахалинской области, в основном (90 %) на шельфе, остальные – в Чукотском АО.

Месторождения нефти ДВФО расположены в пределах Лено-Тунгусской и Лено-Вилуйской (Республика Саха); Анадырско-Наваринской и Хатырской (Чукотский АО); Восточно-Камчатской (Камчатский край); Охотской (Сахалинская область) и Верхне-Буреинской (Хабаровский край) НПП. Основная часть извлекаемых и разведанных запасов находится на юго-западе Республики Саха (Якутия) в пределах Непско-Ботубинской нефтегазоносной области (358 млн.т) и на шельфе вблизи о-ва Сахалин (454,45 млн. т). Добывали в 2019 году нефти в округе 31,926 млн. т, из которых 17,740 млн. т в Сахалинской области, 14,186 млн. т – в Республике Саха (Якутия) [6].

Развивается соответствующая инфраструктура: нефтепроводы «Восточная Сибирь– Тихий океан», нефтеперерабатывающие заводы, нефтеналивные терминалы.

Основные месторождения, формирующие сырьевые ресурсы нефти ДВФО

| Название месторождения и ранг объекта | Освоенность | Недропользователь |
|--|-----------------|--|
| Чаяндинское (месторождение среднее) | Разрабатываемое | ОАО «Газпром» |
| Среднеботуобинское (месторождение крупное) | Разрабатываемое | АО «РНГ» |
| Северо-Талаканское (месторождение крупное) | Разрабатываемое | ОАО «Сургутнефтегаз» |
| Талаканское (месторождение крупное) | Разрабатываемое | ОАО «Сургутнефтегаз» |
| Чайво (шельф) (месторождение крупное) | Разрабатываемое | Консорциум «Эксон-Нефтегаз лтд» |
| Пильтун-Астохское (шельф) (месторождение крупное) | Разрабатываемое | «Сахалин Энерджи Инвестмент компани L» |
| Одопту-море (Центральный и Южный куполы) (шельф) (месторождение крупное) | Разрабатываемое | Консорциум «Эксон-Нефтегаз лтд» |
| Аркутун-Дагинское (шельф) (месторождение крупное) | Разрабатываемое | Консорциум «Эксон-Нефтегаз лтд» |

Степень разведанности начальных суммарных ресурсов нефти и конденсата по ДВФО составляет 21,3 % и 11,2 % соответственно.

Важнейшими показателями разработки нефтяных месторождений являются текущий коэффициент извлечения нефти (КИН), характеризующий долю отобранных запасов, и конечный КИН, характеризующий долю запасов, которая может быть извлечена из недр при существующих технологиях добычи нефти и действующих экономических условиях за весь срок разработки.

Большинство месторождений округа давно разрабатываются и имеют высокую степень выработанности балансовых запасов. Степень выработанности извлекаемых запасов нефти и конденсата категорий А+В₁+С₁ в Дальневосточном округе по предварительным данным составляет 40,3/9,4 % (нефть, конденсат соответственно).

Крупнейшие горнодобывающие предприятия и их обеспеченность балансовыми запасами

| Предприятие | Месторождения | Запасы в А+В+С ₁ | Обеспеч. запас., лет |
|---|---|---|----------------------|
| ПАО «Сургутнефтегаз» | Алинское, Вост.-Алинское Сев.-Талаканское, Талаканское Станакское, Южно-Талаканское | 180,546 млн.т | 19 |
| ОАО «НК «Роснефть» | суша: Северо-Сахалинская и Набильская группы (28 мест- й), шельф: Одопту-море (Сев. Купол) | 40,851 млн.т.в т.ч.: суша – 24,599 млн. т шельф – 16,252 млн. т | 44 |
| Консорциум «Эксон Нефтегаз Лтд» | шельф: Аркутун-Дагинское, Одопту-море (центр.+юж.купол), Чайво | 149,739 млн т. | 11 |
| «Сахалин Энерджи Инвестмент Компании L» | шельф: Пильтун-Астохское, Лунское | 43,159 млн. т | 12 |

Для воспроизводства сырьевой базы нефти целесообразно проведение геологоразведочных работ как для повышения степени изученности уже выявленных перспективных площадей, так и в малоизученных регионах с низкой степенью разведанности, внедрение новых технологий добычи и переработки трудноизвлекаемой нефти.

Учитывая мировой опыт, например США, актуальным является освоение нетрадиционных скоплений нефти в высокоуглеродистых кремнисто-карбонатных резервуарах («сланцевая нефть»), ресурсы которой сопоставимы с ресурсами традиционной нефти.

Оценка количества ресурсов и запасов полезных ископаемых в недрах сама по себе предполагает некоторый уровень неопределенности и неточности. Значительные опыт и мастерство могут требоваться для интерпретации геологических карт и результатов аналитических работ, основанные на пробах, которые обычно характеризуют лишь небольшую часть месторождения.

Выводы

Основным направлением расширения сырьевой базы Дальнего Востока являются освоение углеводородного потенциала на прилегающем шельфе морей Тихого и Северного Ледовитого океанов, а также в благоприятных структурах континентальной части. Наиболее перспективными районами являются участки шельфа Охотского моря (Присахалинский, Примагаданский) и Берингова моря. Невысокая степень разведанности Дальнего Востока и акваторий российских морей предполагает возможность открытия новых месторождений.

Значительная часть новых проектов освоения нефтегазовых месторождений находится в труднодоступных районах, далеких от промышленных центров, с отсутствием инфраструктуры. Для разработки таких объектов нефтегазовые компании формируют так называемые кластеры, объединяющие месторождения по территориальному принципу, позволяющие добиться значительного экономического

эффекта и ввести в разработку давно открытые, но «замороженные» ранее месторождения.

В 2021 г. продолжили действовать два таких проекта «Сахалин-1», «Сахалин-2» (операторы действуют на основании соглашения о разделе продукции). Акционерами проекта «Сахалин-1» являются американская «Эксон Нефтегаз Лимитед» (30%, оператор проекта), японский консорциум SODECO (30%), а также российская нефтяная компания ПАО «НК «Роснефть» и индийская государственная нефтегазовая корпорация ONGC Videsh Ltd. (по 20%).

Компания «Сахалин Энерджи» является оператором проекта «Сахалин-2»: акционерами проекта являются ПАО «Газпром» (50%+1 акция), Shell (27,5%-1 акция), Mitsui&Co. Ltd.(12,5%), Mitsubishi Corp.(10%).

Библиография

1. Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2020 году»
2. Распоряжение Правительства РФ от 16 января 1996 г. N 50-р «Об утверждении перечня основных видов стратегического минерального сырья»
3. Распоряжение Правительства РФ от 13.02.2019 №207-р «Об утверждении стратегии пространственного развития РФ на период до 2025 года» (Приложение 4, раздел 1 - Приоритетные геостратегические территории).
4. Стратегия развития минерально-сырьевой базы до 2035 года, утв. распоряжением Правительства РФ от 22.12.2018 № 2914-р.
5. Справка о состоянии и перспективах минерально-сырьевой базы Дальневосточного федерального округа. www.dvfo.rosnedra.gov.ru
6. Указ Президента Российской Федерации от 2 мая 2014 г. № 296 (в ред. от 05.03.2020 № 164) «О сухопутных территориях Арктической зоны Российской Федерации».

*Тенденции корреляционных связей металлогении скоплений углеводородов
Пуланова С.А. (Институт проблем нефти и газа РАН, ripanova@mail.ru), Родкин
М.В* (Институт проблем нефти и газа РАН, rodkin@mitp.ru)*

Аннотация

В представленном докладе рассматриваются корреляционные зависимости микроэлементного (МЭ) состава нефтидов месторождений нефтегазоносных бассейнов (НГБ) России с составами земной коры разного уровня и биоты. Также проанализированы и выявлены закономерности МЭ состава грязевулканических вод Восточной Грузии и Таманского полуострова. Тенденции выявленных зависимостей металлогении месторождений углеводородов на примере крупных скоплений обусловлены тектонической активностью региона и соответственно влиянием общего уровня теплового поля, а также подтверждают полигенность источников МЭ в нефтидах.

Ключевые слова: корреляционные связи, скопления углеводородов, корреляционные связи, микроэлементный состав, земная кора, биота.

Источники финансирования

Работа выполнена в рамках государственных заданий по темам: «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла» и «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности (фундаментальные, поисковые и прикладные исследования)»

Теория

Предложена модель массивированного нефтегенеза по схеме проточного неравновесного реактора, согласно которой термодинамически неравновесные компоненты нефти выносятся из реакционного объема восходящим флюидным потоком [1, 2]. Такая ситуация наиболее эффективно реализуется в области глубинных (сквозькоровых и глубже) надвигов и хорошо согласуется с комплексом геолого-геофизических данных. При такой модели металлогения нефтидов имеет полигенный характер. Результаты анализа микроэлементного МЭ состава нефтей [3, 4] на большом фактическом материале подтверждают вывод о полигенном составе МЭ, связанного как с исходным для нефтеобразования живым веществом (так называемые биогенные элементы по В.И. Вернадскому), так и с глубинными компонентами (так называемые абиогенные). Количественно сравнить вклады разных компонент и их изменчивость в нефтях и иных каустобиолитах оказалось возможным в результате применения корреляционного анализа по сопоставлению МЭ состава каустобиолитов с составами земной коры разного уровня и биоты.

Особенностью рекомендованного варианта расчета было то, что корреляции рассчитывались не для величин концентрации элементов, а для логарифмов концентрации; это позволило учитывать данные о концентрации элементов с очень низким (на несколько порядков величины) содержанием; при обычном подходе информация по таким элементам фактически не учитывалась бы [5, 6].

В этих и иных публикациях была показана сильная корреляционная связь МЭ состава нефтей со средним химическим составом нижней коры, как это и следовало ожидать, если выносящий компоненты нефти флюидный поток формируется в процессе дегидратации погружающихся толщ земной коры.

В предлагаемом докладе приведены результаты выявленных закономерности МЭ состава грязевулканических вод Восточной Грузии и Таманского полуострова [7] (с уточненными определениями МЭ состава нефтей Западной Сибири и Ромашкинского месторождения по данным [8], а также нефтей Тихоокеанского пояса – осадочных бассейнов Камчатки и кальдеры вулкана Узон [9, 10]. Грязевые вулканы принято считать современными активно формирующимися нефтегенными структурами. Тектонически они, как правило, приурочены к разломным надвиговым зонам (что также может являться аргументом в пользу модели неравновесного проточного реактора).

Если в предыдущих исследованиях полигенность состава МЭ нафтидов идентифицировалась чисто качественными методами, то в настоящем исследовании об этом свидетельствуют количественные показатели. Основной источник МЭ нафтидов это исходное живое вещество, однако в процессах нефтеобразования, миграции и за счет вторичных преобразований начинают играть важную роль и глубинные процессы в нижней коре, поставляющие дополнительные их количества в состав нафтидов. Результаты расчетов представлена в таблицах 1 и 2. Жирным шрифтом выделены устойчиво максимальные значения коэффициентов корреляции.

Таблица 1. Корреляционные зависимости составов вод грязевых вулканов и нефтей с составами земной коры разных уровней и биотой (усредненные величины)

| п/п | Земная кора | | | Биота | | | |
|---|-------------|------------|------------|-----------------|-------------------|-----------------|-------------------|
| | верхняя | средняя | нижняя | Водные растения | Наземные растения | Водные животные | Наземные животные |
| Корреляции МЭ состава вод грязевых вулканов | | | | | | | |
| <i>Восточная Грузия</i> | | | | | | | |
| 2 | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.8 | 0.77 | 0.78 | 0.74 |
| 4 | 0.6 | 0.6 | 0.6 | 0.8 | 0.74 | 0.75 | 0.70 |
| <i>Таманский полуостров</i> | | | | | | | |
| 3 | 0.6 | 0.7 | 0.5 | 0.8 | 0.77 | 0.79 | 0.73 |
| 2 | 0.6 | 0.7 | 0.5 | 0.8 | 0.75 | 0.76 | 0.69 |
| | 0.6 | 0.6 | 0.5 | 0.8 | 0.74 | 0.76 | 0.71 |
| | 1±0.01 | 8±0.01 | 8±0.01 | 2±0.01 | ±0.01 | ±0.01 | ±0.01 |
| Корреляции МЭ состава нефтей Волго-Уральского НГБ | | | | | | | |
| <i>Ромашкинское месторождение Абдрахмановская и Березовская площади</i> | | | | | | | |
| 9 | 0.5 | 0.5 | 0.6 | 0.4 | 0.45 | 0.5 | 0.52 |
| 0 | 0.6 | 0.5 | 0.6 | 0.3 | 0.44 | 0.5 | 0.50 |

| | | | | | | | |
|---|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | 0.5 7±0.01 | 0.5 8±0.01 | 0.5 9±0.01 | 0.4 8±0.05 | 0.49 ±0.03 | 0.6 1±0.05 | 0.57 ±0.04 |
| Корреляции МЭ состава нефтей Западно-Сибирского НГБ | | | | | | | |
| <i>Шаимский район</i> | | | | | | | |
| | 0.61 1 | 0.6 1 | 0.64 | 0.6 1 | 0.56 | 0.58 | 0.6 8 |
| | 0.56 6 | 0.5 6 | 0.58 | 0.5 9 | 0.54 | 0.50 | 0.5 9 |
| | 0.57 ±0.01 | 0.5 8±0.01 | 0.59 ±0.01 | 0.6 0±0.03 | 0.55 ±0.02 | 0.53 ±0.02 | 0.6 2±0.02 |
| <i>Октябрьский район</i> | | | | | | | |
| | 0.61 0 | 0.6 0 | 0.63 | 0.6 6 | 0.61 | 0.61 | 0.6 3 |
| 0 | 0.79 1 | 0.8 | 0.80 | 0.8 4 | 0.78 | 0.80 | 0.8 1 |
| | 0.71 ±0.03 | 0.7 2±0.03 | 0.72 ±0.01 | 0.7 7±0.03 | 0.72 ±0.03 | 0.73 ±0.03 | 0.7 6±0.03 |

*Средние значения из большого количества определений и разброс.

Таблица 2. Коэффициенты корреляции между логарифмами содержаний МЭ в нефтях Камчатки с составом типичных каустобиолитов и основных потенциальных источников МЭ в нефтях

| Нефти площадей | Биота | Верхняя кора | Нижняя кора | Глины | Горючие сланцы | Черные сланцы | Угли | Усредн. нефть |
|----------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|----------------|---------------|-------------------|---------------|
| Изменная | 0.50 | 0.49 | 0.80 | 0.09 | 0.08 | 0.03 | 0.26 | 0.47 |
| Лиманская | 0.56 | 0.63 | 0.56 | 0.41 | 0.39 | 0.24 | 0.46 | 0.56 |
| Богачевская, естест. выход | 0.42 | 0.62 | 0.55 | 0.36 | 0.33 | 0.16 | 0.38 | 0.52 |
| Богачевская, | 0.27 | 0.28 | 0.26 | 0.13 | 0.13 | 0.08 | 0.12 | 0.52 |
| Двухлагерная | 0.56 | 0.44 | 0.41 | 0.39 | 0.36 | 0.31 | 0.41 | 0.62 |
| Кальдера вулкана Узон | 0.57 | 0.50 | 0.46 | 0.30 | 0.29 | 0.27 | 0.34 | 0.75 |
| Среднее значение и разброс | 0.48± 0.12 | 0.49± 0.13 | 0.44 ±0.11 | 0.28± 0.14 | 0.26± 0.13 | 0.18± 0.11 | 0.33 ± 0.12 | 0.57± 0.10 |

Результаты исследований свидетельствуют о том, что для современных активно формируемых нефтегенерационных структур Тамани и Восточной Грузии максимальными, устойчиво доминирующими, оказываются корреляционные связи со средней корой и с водной биотой. Для Ромашкинского месторождения Татарского свода Волго-Уральского НГБ и для месторождений Шаимского и Октябрьского районов Западно-Сибирского НГБ преобладающей оказывается связь с химическим составом

нижней коры, а определенно выделить доминирующий состав биоты уже не представляется возможным.

В областях с более напряженным глубинным тепловым режимом (на Камчатке) максимальная корреляция МЭ состава нефтей имеет место не с нижней, а с верхней корой. Физико-химические свойства и углеводородный состав, низкое содержание металлов V и Ni – меньше 10 г/т, и никелевая металлогения ($Ni > V$, $V/Ni < 1$) указывают на то, что нефти Камчатки относятся к классу раннекатагенетических флюидов, которые формируются за счет органического вещества в зонах позднего протокатагенеза или раннего мезокатагенеза. А.Э. Конторович (2011) назвал кальдеру вулкана Узон “природной лабораторией современного нефтеобразования”, подчеркнув тем самым, что при интенсивной восходящей разгрузке гидротерм осадки прогреваются до температур, характерных для глубин в 2–3 км, и нефтеобразование быстро реализуется на основе современного захороненного в осадках органического вещества. Это подтверждается и исследованиями углеводородных соотношений нафтидов не только камчатского вулканического поля, но и УВ флюидных скоплений в бассейне Гуйамас Калифорнийского залива и других регионов [11].

Исходя из этого, в согласии с известными классификациями нефтей НГБ Камчатки, можно предположить их образование в осадочных горизонтах на основе органического вещества и восходящих потоков субвулканических флюидов. При этом, в связи с большим, чем обычно разогревом недр Камчатки, отделение флюидов происходило на меньших глубинах, о чем свидетельствует и более тесная связь МЭ состава нефтей Камчатки составом верхней коры.

Выводы

Приведенные данные указывают на информативность используемого варианта корреляционного анализа в плане оценки связи как с разными горизонтами земной коры, так и с доминирующими типами биоты, что подтверждает полигенность источника МЭ в нафтидах. При этом наблюдается довольно естественное изменение уровня максимальных корреляций с общим уровнем теплового поля и тектонической активности. В более прогретых и тектонически активных областях максимальная корреляция с составом средней (иногда даже, как на Камчатке, верхней коры), в древних и молодых платформенных областях максимальна связь с химическим составом нижней коры.

Библиография

1. Родкин М.В. Рециклинг углерода в зонах субдукции и роль процессов рециклинга в образовании месторождений УВ в преддуговых и задуговых бассейнах // Дегазация Земли и генезис углеводородных флюидов и месторождений. М.: ГЕОС, 2002. С. 221–253.
2. Родкин М.В., Рукавишникова Т.А. Очаг нефтеобразования как неравновесная динамическая система – модель и сопоставление с эмпирическими данными // Геология нефти и газа. 2015. № 3. С. 63–68.
3. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Журавлев Д.З. Геохимические особенности нефти различных регионов и возможный источник металлов в ней // ДАН. 2008. Т.422(1).

4. Пуанова С.А. О полигенной природе источника микроэлементов нефтей // Геохимия. 2004. № 8. С. 893–907.
5. Родкин М.В., Рундквист Д.В., Пуанова С.А. Об относительной роли нижнекоровых и верхнекоровых процессов в формировании микроэлементного состава нефтей // Геохимия. 2016. № 11. С. 1025–1031.
6. Лаврушин В.Ю. Подземные флюиды Большого Кавказа и его обрамления. М., ГЕОС, 2012, 348 с.
7. Ivanov, K.S.; Erokhin, Y.V.; Kudryavtsev, D.A. Inorganic Geochemistry of Crude Oils of Northern Eurasia after ICP-MS Data as Clear Evidence for Their Deep Origin // Energies 2022. 15, 48. <https://doi.org/10.3390/en15010048>
8. Пуанова С.А., Родкин М.В. Нефти Камчатки – перспективный объект геохимических исследований // Нефтяное хозяйство. 2021. № 1. С. 18–22.
9. Rodkin M.V., Ngo Thi Lu, Punanova S.A. Correlation of trace element composition of oils and other caustobiolites with chemical content of different types of biota and the Upper, Middle and the Lower Earth's Crust // Vietnam Journal of Earth Sciences. 2021. 43(1). P. 23–31. <http://doi.org/10.15625/0866-7187/15573>
10. Добрецов Н.Л., Лазарева Е.В., Жмодик С.М и др. Геологические, гидрогеохимические и микробиологические особенности нефтяной площадки кальдеры Узон (Камчатка) // Геология и геофизика. 2015. Т. 56. № (1–2). С. 56–88.
11. Simoneit B.R.T., Deamer D.W., Kompanichenko V. Characterization of hydrothermally generated oil from the Uzon caldera, Kamchatka // Appl. Geochem. 2009. № 24. С. 303–309.

*Азимутальная оценка проницаемости терригенных коллекторов по данным гамма-гамма литоплотностного каротажа в горизонтальных скважинах
Сребродольская Мария Андреевна* (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, mary_roza@bk.ru)*

Аннотация

На основании азимутальных данных гамма-гамма плотностного каротажа в горизонтальных скважинах и петрофизических зависимостей горизонтальной и вертикальной проницаемостей от пористости предлагается дифференциально оценивать коэффициенты проницаемости горных пород по всему периметру скважины и вычислять среднюю геометрическую проницаемость для составления проекта разработки. Промежуточным результатом являются азимутальные данные пористости, которые можно применять для выделения коллекторов и решения других задач. Приведены формулы для реализации алгоритма интерпретации. Одним из результатов интерпретации по предложенной методике будет являться имидж проницаемости.

Ключевые слова

Горизонтальная скважина, каротаж в процессе бурения, интерпретация данных ГИС, коэффициент проницаемости, азимутальный гамма-гамма плотностной каротаж

Теория

Надёжная оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) вскрытых скважиной отложений, в том числе, коэффициентов проницаемости, на основании данных геофизических исследований (ГИС) в процессе бурения скважины очень важна для определения потенциала продуктивности горизонтальной скважины, выбора способа её заканчивания и составления проекта разработки месторождения. Вместе с оценкой проницаемости важно правильно провести границы фильтрующих интервалов (пластов-коллекторов).

В горизонтальных скважинах по данным азимутального гамма-гамма плотностного каротажа (ГГК-п) коллектора могут быть выделены различными способами [2, 3], которые целесообразно использовать для решения разных задач. Благодаря применению азимутальной модификации прибора ГГК-п в процессе бурения появляется возможность дифференциально оценивать коэффициент пористости (K_p) пласта по периметру скважины [3]. По величине граничной пористости можно установить интервалы присутствия коллекторов по всему стволу скважины и оценить долю коллектора на каждом кванте глубины.

В данной работе предлагается дифференциально оценивать коэффициенты проницаемости горных пород по периметру скважины, определять горизонтальную и вертикальную составляющие проницаемости по азимутальным данным пористости и вычислять на их основании среднюю геометрическую проницаемость для составления проекта разработки.

В горизонтальной скважине в гидродинамическую модель должна закладываться средняя геометрическая проницаемость [1], рассчитанная по формуле (1):

$$K_{np} = \sqrt{K_{np//} \cdot K_{np\perp}}, \quad (1)$$

где K_{np} – итоговая проницаемость, $K_{np//}$ – горизонтальная проницаемость (параллельно напластованию), $K_{np\perp}$ – вертикальная проницаемость (перпендикулярно напластованию).

Чтобы реализовать предлагаемую методику, необходима петрофизическая база результатов определения на керне коэффициентов проницаемости в двух взаимно перпендикулярных направлениях.

Объектом исследования являлось нефтяное месторождение, расположенное в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. Коллекторы сложены гранулярными песчаниками с прослоями глин, обладающими различными пористостями и проницаемостями [4].

Был построен график сопоставления коэффициентов вертикальной и горизонтальной проницаемостей, по которому сделан вывод, что отложения изучаемого месторождения являются анизотропными по проницаемости, что типично для терригенного разреза (средний коэффициент анизотропии равен 3.06). Также были построены корреляционные зависимости коэффициентов горизонтальной и вертикальной проницаемостей от коэффициентов пористости и получены уравнения связи $K_{np//}=f(Kп)$ и $K_{np\perp}=f(Kп)$, которые в общем виде могут быть представлены как (2, 3):

$$K_{np//}=a_1 \cdot \exp(b_1 \cdot Kп), \quad (2)$$

$$K_{np\perp}=a_2 \cdot \exp(b_2 \cdot Kп). \quad (3)$$

Далее коэффициенты a и b преобразовывались и интерполировались азимутально по 8ми или 16ти секторам.

Методика, предложенная автором, реализуется следующим образом. Сначала по бининговым кривым плотности рассчитываются бининговые кривые пористости по зависимости, полученной на керне для изучаемого месторождения, или по стандартному уравнению.

Затем преобразованные коэффициенты a и b используются для расчета азимутальных кривых коэффициентов проницаемости по азимутальным кривым коэффициентов пористости по уравнению (4) по 8ми или 16ти секторам:

$$K_{np i}=a_i \cdot \exp(b_i \cdot Kп i), \quad (4)$$

где i – номер сектора.

Таким образом получается имидж проницаемости.

После этого итоговую кривую проницаемости $K_{пр}$ предлагается рассчитывать по формуле (5) среднего геометрического:

$$K_{пр} = \sqrt[n]{\prod_i^n K_{пр_i}}, \quad (5)$$

где i – номер сектора, n – число секторов (8 или 16).

На рисунке 1 представлен имидж $K_{пр}$, построенный по результатам азимутального расчёта коэффициентов проницаемости, который отражает дифференциальное изменение этого параметра по периметру скважины. По этому имиджу можно оценить направление максимального притока. Это особенно важно при частичном вскрытии пластов (коллекторов и неколлекторов) и при пересечении горизонтальной скважиной границ пластов с разными фильтрационно-емкостными свойствами.

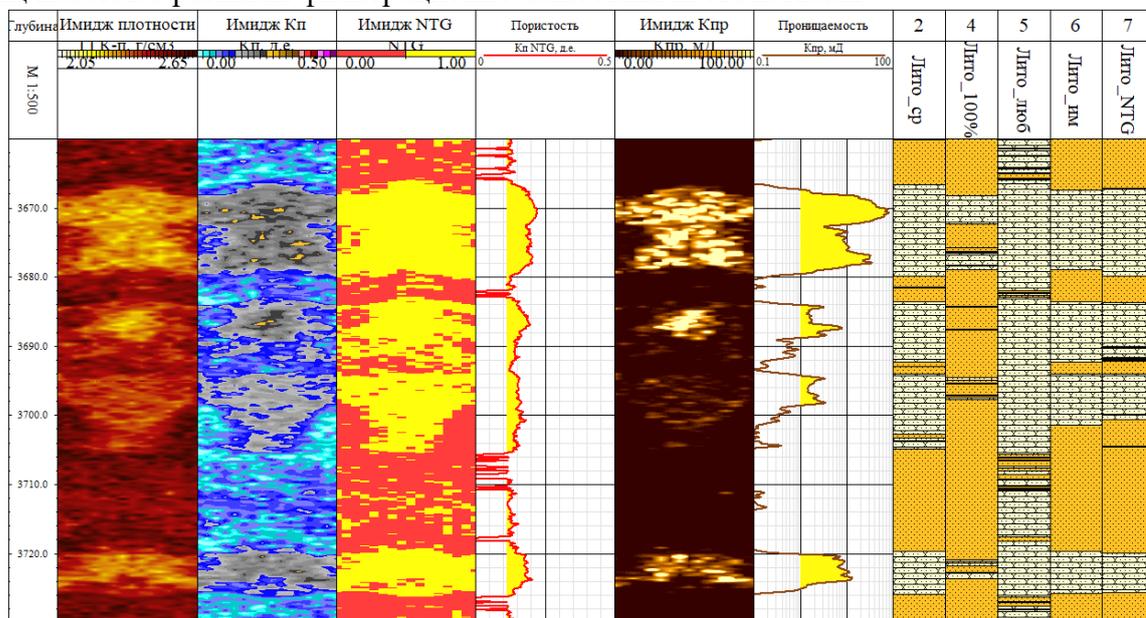


Рисунок 1. Планшет с результатами интерпретации по участку скважины 1

Кривая коэффициентов проницаемости, полученная с учетом азимутальных данных, может быть рассчитана:

- 1) для всех отложений, попавших на квант глубины (по формуле (5));
- 2) исключительно для коллекторов с учётом NTG (NTG – net to gross (коэффициент песчанистости в терригенных отложениях)). На планшете приведена кривая $K_{пр}$, рассчитанная по первому способу. Второй способ может применяться при гидродинамическом моделировании и оценке потенциала продуктивности скважины.

В окне кривой проницаемости жёлтая заливка выполнена в интервалах, где средняя геометрическая азимутальная проницаемость, рассчитанная по формуле (5), больше граничной ($K_{пр.гр}=1$ мД). Таким образом, можно предложить ещё один способ выделения коллекторов в горизонтальных скважинах: по величине граничной

проницаемости, рассчитанной с учётом азимутальных данных. Возможно, он будет самым объективным с точки зрения оценки потенциала продуктивности. Такой подход может быть реализован и в изотропных породах при пересечении скважиной границ пластов, чтобы учесть, с какого именно момента после входа в пласт или до какого момента после входа в неколлектор фильтрацию из коллектора можно считать существенной.

Выводы

1. На месторождении, эксплуатируемом горизонтальными скважинами, необходимо изучать анизотропию проницаемости коллекторов как по данным петрофизических исследований керн, так и по данным ГИС.
2. Коэффициенты проницаемости необходимо оценивать азимутально (при наличии азимутальных данных ГИС) и строить имидж $K_{пр}$ как в анизотропных, так и в изотропных породах, опираясь на собственные петрофизические исследования (при высоком коэффициенте корреляции связи $K_{пр}=f(K_{п})$).
3. Итоговую проницаемость необходимо рассчитывать с учётом азимутальных данных как среднее геометрическое по окружности.
4. Приводится способ выделения коллекторов в горизонтальных скважинах по величине граничной средней геометрической проницаемости для оценки потенциала продуктивности.
5. Предлагаемая методика позволяет отобразить на имидже проницаемости интервалы скважины, из которых можно получить существенный приток.

Направления дальнейшей работы над оценкой $K_{пр}$ в горизонтальных скважинах: отработка способа расчёта кривой $K_{пр}$ с учётом NTG; совмещение подходов к выделению коллекторов по граничному NTG и граничной средней геометрической проницаемости; обоснование граничной величины NTG; учёт сообщаемости участков дренирования по стволу скважины при выделении коллекторов; применение методики на данных ГИС карбонатного месторождения.

Библиография

1. Ипатов А. И., Кременецкий М. И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. – М.: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований, 2005. – 780 с.
2. Сребродольская М.А. Выделение проницаемых интервалов по данным азимутального прибора гамма-гамма плотностного каротажа в горизонтальных скважинах // Новые идеи в науках о Земле: в 7 т. Материалы XV Международной научно-практической конференции «Новые идеи в науках о Земле» – Т. 5: 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 ГЕОЛОГОРАЗВЕДЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ, 2021. – 338 с.
3. Сребродольская М. А. Выделение продуктивных интервалов и оценка их пористости по данным азимутального гамма-гамма плотностного каротажа в горизонтальных скважинах. Труды IV Международной геолого-геофизической

конференции и выставки «ГеоЕвразия-2021. Геологоразведка в современных реалиях»
Том II (II) [сборник]. Тверь: ООО «ПолиПРЕСС», 2021. 339 с.

4. <https://neftegaz.ru/tech-library/mestorozhdeniya/142026-gavrikovskoe-neftyanoe-mestorozhdenie/> (дата обращения 10. 02. 2022).

Особенности выделения продуктивных горизонтов в нижнеюрских отложениях восточной части Северо-Устюртской впадины
Юлдашева М.Г. (Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений, г. Ташкент, Узбекистан, yuldasheva@ing.uz)

Аннотация

В статье изучены особенности строения нижнеюрских терригенных отложений Северо-Устюртской впадины на основе новых геолого-геофизических данных с выделением в их составе продуктивных горизонтов, количество которых находится в зависимости от приуроченности к тектоническим зонам с доказанной газоносностью.

Ключевые слова

Нижняя юра, вал, коллектор, покрывка, залежь, газ, конденсат, дебит.

Для установления закономерностей, определения пространственного размещения залежей и потенциально продуктивных горизонтов в нижнеюрских отложениях Северо-Устюртской впадины одной из важнейших задач является детальная корреляция вскрытых разрезов [1], на основе которой была разработана номенклатура продуктивных пластов. В терригенном нижнеюрском разрезе Северо-Устюртской впадины продуктивные и потенциально продуктивные горизонты представлены мелкогалечно-песчаными породами, различного минерального состава и фильтрационно-емкостных свойств [2]. Особенности осадконакопления нижнеюрской терригенной формации обусловили фациальное разнообразие его строения в зависимости от величины мощности. Детализация строения отложений нижней юры, показала, что они состоят из пачек песчаников, разделенных относительно непроницаемыми глинисто-аргиллитовыми толщами, количество которых варьирует в зависимости от тектонической приуроченности. Данные осадки с размывом и угловым несогласием залегают на отложениях различного возраста (от раннего палеозоя до позднего палеозоя – раннего мезозоя), заполняя резко расчлененный рельеф доюрской поверхности, что привело к образованию толщ различных по мощности и литологическому составу [3]. Разрез нижнеюрских отложений представлен терригенными континентальными, преимущественно песчаными породами различной зернистости с прослоями глинистых пород с включениями обуглившейся растительности и линзовидными прослоями углей.

На территории восточной части Северо-Устюртской впадины в отложениях нижней юры были получены промышленные и непромышленные притоки газа и конденсата. В результате проведенных геологоразведочных работ в пределах Куаныш-Коскалинского и Бердахского валов за последние годы было открыто около 10 газоконденсатных месторождений, приуроченных к песчаным отложениям нижнеюрского возраста.

Помимо установленной промышленной газоносности следует отметить полученные признаки нефтеносности в нижнеюрских отложениях. На площади Каракудук из известняков нижнекаменноугольного возраста и песчаников нижнеюрского возраста были получены непромышленные притоки легкой, низкосернистой и низкобензиновой нефти. В северной части газоконденсатного

месторождения Гарбий Борсакелмас из песчаников нижней юры были получены притоки нефти, которая по плотности, содержанию серы и бензиновых фракций схожа с нефтью площади Каракудук. Однако по углеводородному составу значительно отличается от каракудукской и относится к другому типу – метано-нафтено-ароматическому. В восточной части Северо-Устюртской впадины на площади Восточный Муйнак из нижнеюрских песчаников был получен непромышленный приток легкой, низкосернистой, бензиновой нефти [4].

На территории Северо-Устюртской впадины отложения нижней юры имеют мощности от первых десятков м до 300-5000 м, вплоть до полного выклинивания в пределах Актумсукской и Центрально-Устюртской системы поднятий. Наибольшая мощность отложений нижнеюрского возраста прогнозируется на Бердахском валу, которая по геофизическим данным составляет 4000...5000 м. На данной территории только в верхней части нижнеюрского разреза, охватывающем 900 м вскрытой мощности, выделено до 12 продуктивных горизонтов, залегающих до глубины минус 4450 м, при этом образуя как маломощные, так и достаточно массивные песчаные тела (до 50-100 м). На территориях, где мощности отложений нижней юры варьируют в пределах 250-400 м (Куаныш-Коскалинский вал, Агыинское поднятие и т.д.) толща представлена двумя-четырьмя песчаными горизонтами, изолированными глинами и аргиллитами.

Ранее выполненными исследованиями было определено, что на территориях, где мощности отложений нижней юры не превышают 400 м, залежи углеводородов будут размещены в 3-4 песчаных горизонтах, источник генерации которых находится в подстилающей верхнепалеозойской толще. На территориях, где мощности отложений нижней юры более 700 м и выше, количество продуктивных горизонтов возрастает до десяти и более, источником генерации углеводородов могут являться глинистые отложения того же возраста, обогащенные органикой [5].

Поскольку промышленная продуктивность нижнеюрских отложений выявлена, в основном, в пределах Куаныш-Коскалинского вала и Бердахского для эффективного проведения дальнейших разведочных работ с целью опоискования открытых залежей газа и конденсата вала возникла необходимость индексации продуктивных горизонтов. При этом было учтено, что в пределах тектонического элемента продуктивный горизонт может быть представлен как целое, в идеале, песчаное тело, а в разрезе другого района или даже площади, а иногда и скважины, он может состоять из нескольких пластов, возможно с различными фильтрационно-емкостными и другими характеристиками.

Для территории Куаныш-Коскалинского вала была разработана индексация продуктивных горизонтов нижнеюрских отложений, согласно которой были выделены четыре продуктивных горизонта по месторождениям Куаныш, Акчалак, Кокчалак, Гарбий Барсакельмес, открытых в 70-80-х гг. прошлого века. В последние годы промышленные притоки были получены из нижнеюрских отложений на месторождениях Бескала, Кушкаир, Сайхун (рисунок 1), где промышленные притоки газа и конденсата приурочены к ранее выделенным продуктивным горизонтам, которые прослеживаются по всей территории вала. Однако следует отметить, что в центральной части Куаныш-Коскалинского вала нижнеюрские продуктивные толщи состоят из трех пластов, а в склоновых частях отмечено наличие четырех продуктивных пластов. При этом наибольшие дебиты газа и конденсата зафиксированы в пластах J_1^3 и J_1^4 , т.е.в

подошвенной части разреза и вблизи контакта с подстилающими образованиями верхнего палеозоя.

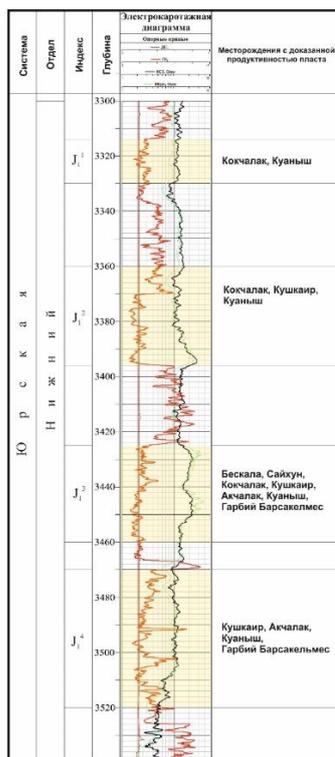


Рисунок 1. Выделение продуктивных горизонтов в нижнеюрских отложениях Куаныш-Коскалинского вала.

Другой территорией, где доказана продуктивность нижнеюрских отложений, является Бердахский вал. Этот тектонический элемент с достаточно сложным геологическим строением и аномально высокими мощностями нижнеюрских отложений, достигающими значений 2100 м...3800 м. Особые условия осадконакопления обусловили достаточно большое разнообразие песчаных пластов различной мощности, конфигурации и фильтрационно-емкостных свойств. Выполненные сопоставления вскрытых разрезов нижнеюрских отложений месторождений Арслан, Инам, Куйи Сургиль, Куйи Шаркий Бердах, Западный Куйи Сургиль и перспективных площадей Дарья, Куйи Шимолий Бердах позволили выделить двенадцать продуктивных горизонтов (рисунок 2), которые достаточно уверенно коррелируются между собой, из которых одиннадцать доказаны получением промышленных притоков газа и конденсата, один горизонт выделяется по прямым и косвенным признакам как возможно продуктивный. При этом в бортовых частях вала наибольшая продуктивность отмечена в верхних пяти горизонтах, с глубиной дебиты углеводородов снижаются. В центральной и южной частях вала наблюдается обратная зависимость, т.е. с глубиной дебиты увеличиваются, достигая значений до 800-1400 тыс.м³/сут, где отмечены тектонические нарушения, способствующие улучшению коллекторских свойств, а в верхних пластах-аналогах, в основном, сплошность которых не нарушена, получены лишь признаки углеводородонасыщения.

Выводы

4. Юлдашева М.Г., Кароматов Р.Р. Геологическое прогнозирование нефтеносности юрских отложений Устюртского региона Узбекистана. // IX Международная научная конференция «Молодые - наукам о Земле» - Москва, МГРИ, 23 октября 2020 г. – том 5. – С. 65-68

5. 8. Yuldasheva M. Dependence of structure of Lower Jurassic sediments of the North Ustyurt depression.// International Journal of Geology, Earth & Environmental Sciences ISSN: 2277-2081. An Open Access, Online International Journal Available at <http://www.cibtech.org/jgee.html>. - 2019 Vol. 9 (3) September-December. – P. 31-34.

Будущее Ямало-Карского региона Западно-Сибирской мегапровинции

***Вахитова В.Д. (Российский Государственный Геолого-разведочный университет имени Серго Орджоникидзе, vakhitovavd@mgi.ru)
Касимова М.К., Кузьмин А.К. (Московский Государственный Университет имени М.В.Ломоносова, mona.97@mail.ru , coctya26@gmail.com)***

Аннотация

Осадочный чехол северных и арктических областей ЗСМП обладает колоссальными УВ-потенциалом. Будущие открытия вряд ли существенно изменят соотношение газ/нефть.

Приведены данные суммарного прироста разведанных запасов газа, нефти и конденсата по Ямальской, Гыданской (суша) и Южно-Карской (шельф) областям. В отдаленной перспективе после 2030 года достигнутый уровень добычи газа по арктическим месторождениям будет поддерживаться за счет месторождений-спутников, вновь открываемых на суше и морских месторождений на шельфе. Арктические области Западной Сибири – стратегический резерв развития МСБ и добычи природного газа России.

Ключевые слова

Добыча, запасы, ресурсы, углеводороды, Западно-сибирская мегапровинция

Теория

Сопряженные в пространстве Ямальская и Южно-Карская области, входящие в регион, с одной стороны максимально изучены до средней юры (Ямал), с другой практически не изучены даже по среднемеловым толщам (апт, верхи неокома, ЮКО). Мощность триас-палеогенового осадочного чехла, залегающего на герцинском фундаменте, увеличивается от 0...1 км на юге и западе до 7...8 км в северных районах суши и шельфа. С юго-востока на северо-запад вдоль Нурминского мегавала в Ямальской области значительно увеличиваются мощности всех осадочных толщ: нижне- и среднеюрской от 500 до 1500 м и более, готерив-аптской от 400 до 1200 м, альб-сеноманской от 350 до 750 м, резко увеличивается общая мощность и особенно глинистость разреза, прежде всего, нижней глинистой покрывки верхней юры-валанжина (от 50 до 600 м). Центральная-северная часть ЮКО вообще служит главным эпицентром мезозойского осадконакопления в ЗСМБ.

Главные литолого-фациальные особенности ЯГНО: высокая мористость и общая глинистость разреза нижнего мела и юры, наличие большего числа зональных глинистых покрывок в сеномане, апте и неокоме и достаточно мощной (50-120 м) региональной нижнеальбской покрывки, упорядоченное литологическое строение нижне-среднеюрской толщи (наличие сравнительно мощных, выдержанных в пространстве песчано-алевритовых горизонтов Ю2...Ю12), развитие континентальной угленосной формации в объеме готерива-апта с большим числом (30-70) пластов углей и углистых глин. Вместе с тем структурные макроформы строения разновозрастных литолого-

стратиграфических комплексов отличаются простотой, малыми наклонами углов на крыльях и бортах, невысокой нарушенностью разломами меловой части разреза.

Из 38 открытых к 2020 г в ЯКР месторождений (26 на Ямале, в т. ч. 4 типа суша/море, 8 в ЮКО – на Приямальском шельфе и 4 в Обской губе) 30 относятся к газовым и газоконденсатным и только 8 к нефтесодержащим типа ГКН (7) и НГК(1). Формула газоносности региона (суша и шельф) такова (на 01.01.2020г, трлн.м3)

| НД | A+B1+C1 | B2+C2 | Всего |
|-----|---------|----------------|-----------------|
| 0,5 | 10,3 | 5,5 (завышено) | 16,3 (завышено) |

Открытые запасы конденсата – 0,4 млрд.т, нефти -0,4 млрд.т, в сумме жидких УВ (0,8 млрд.т, извлекаемых).

Современная формула газонефтепродуктивности ЯКР такова: суша -7 ГМ, 11 ГКМ, 6 ГКНМ, 2НГКМ (26 месторождений УВ0; шельф -1 Г, 7 ГК, одно, возможно, НГ (11 морских месторождений), всего 34 месторождения. По крупности и типу, суммарным геологическим разведанным запасам и фазовому состоянию месторождения ЯКР распределяются следующим образом:

- 1 уникальное (более 3 млрд. у.т.х.) -ГКН хх (по сути – ГК, Бованенковское);
- 4 сверхгигантских (более 1 млрд.у.т) -3 ГК, 1 НГК;
- 10 гигантских (более 300 млн.у.т.) – 1 Г, 6 ГК, 1ГКН;
- 7 крупнейших (более 100 млн.у.т.) – 1Г, 3 ГК, 2 ГКН, 1 НГК;
- 4 крупных (более 30 млн.у.т.) – 2Г, 1 ГК, 1 ГКН;
- 7 средних и мелких (менее 30 млн.у.т.) – 6 Г, 1 ГК.(В геостатистике не учтено «формальное» месторождение Победа, по мнению авторов, «не вполне открытое»).

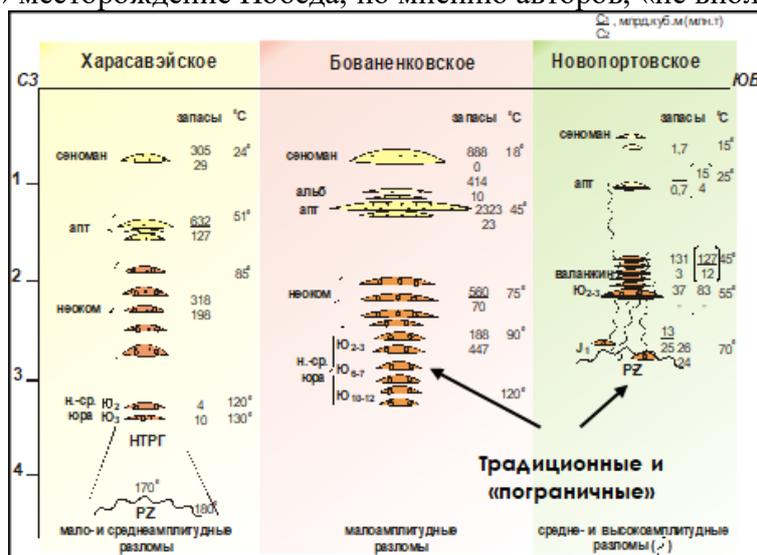


Рисунок 1. Распределение газонефтепродуктивности и запасов газа и нефти по разрезу осадочного чехла наиболее изученных месторождений Ямальской области (ОАО «Газпром»)

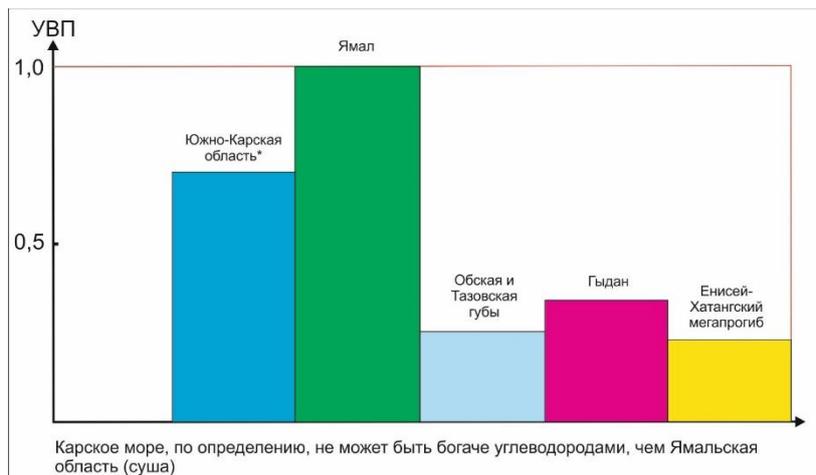


Рисунок 2. Интегральная (по всем комплексам) сравнительная оценка перспектив газонефтеносности арктических областей Западно-Сибирской мегапровинции

Выводы

1. Генетические условия в нижнемеловых и юрских толщах севера мегапровинции обусловили формирование и сохранность преимущественно газосодержащих скоплений, вследствие чего газовый потенциал осадочного чехла намного превосходит нефтяной потенциал, что и подтверждается современным размещением УВ-скоплений и соотношением между геологическими запасами газа и жидких УВ в открытых месторождениях. Будущие открытия вряд ли существенно изменят отношение газ/нефть в начальных запасах арктических областей ЗСМП.

2. Осадочный чехол северных и арктических областей ЗСМП обладает колоссальными УВ-потенциалом (в первую очередь, за счет его газовой компоненты) обусловленным развитием огромных масс ОБ, как рассеянного, преимущественного гумусового и лейптинито-гумусового состава, так и концентрированного, в виде углей и углистых сланцев. Потенциальные ресурсы свободного газа Ямальской, Гыданской и Южно-Карской областей превышают, согласно 2010 г., 60 трлн.м³. Геологические ресурсы в плотных низкопроницаемых газонасыщенных коллекторах сопоставимы с традиционными газовыми ресурсами.

3. В конечном итоге суммарный прирост разведанных запасов категории В+С₁ к 2030 году в целом по Ямальской, Гыданской (суша) и Южно-Карской (шельф) областям оценивается в 17,5 трлн.м³ газа и до 2,5 млрд.т нефти и конденсата (всеми компаниями-операторами). В отдаленной перспективе после 2030 г. Достигнутый уровень добычи газа по арктическим месторождениям (до 450 млрд.м³ в год) будет поддерживаться за счет меторождений-спутников, вновь открываемых на суше, и морских месторождений на шельфе Карского моря (меловые продуктивные горизонты).

4. Арктические области Западной Сибири (Ямал, Гыдан, шельф Карского моря) – стратегический резерв в развитии МСБ и добычи природного газа России. Изучение и освоение углеводородного, прежде всего, газового потенциала недр этих

областей будет активно продолжаться до 2050-2060 гг, а глубоких горизонтов и до последних десятилетий XXI века.

Благодарности

Автор выражает глубокую признательность доценту, к.г.-м.н. Касимовой Р.И. (РГГУ-МГРИ имени Серго Орджоникидзе).

Библиография

1. Бородкин В.Н., Курчиков А.Р., Недосекин А.С., Лукашов А.В., Смирнов О.А. Характеристика геологической природы инверсионных кольцевых структур в пределах арктических регионов Западной Сибири как критерия нефтегазоносности//Геология нефти и газа.- 2017.-№3.-С.69-76.

2. Смирнов О.А., Лукашов А.В., Недосекин А.С., Бородкин В.Н. Новейшая тектоника и ее связь с нефтегазоносностью Баренцево-Карского шельфа//Состояние и использование ресурсной базы углеводородного сырья Западной Сибири: Материалы Международной научно-технической конференции (г.Тюмень, 7-8 декабря 2017 г).- ФГУП «ЗапСибНИИГГ», 2017.-С.1-32.

3. Тимурзиев А.И. Новейшая сдвиговая тектоника осадочных бассейнов: тектонофизический и флюидодинамический аспекты (в связи с нефтегазоносностью)// Глубинная нефть.-2013.-№4.-С.561-605.

Секция «Инновационные технологии разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений»

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

Бойко А.М. (ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» МГРИ, anna.maksimovna.b@gmail.com)*

Машкова А.М. (ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» МГРИ, проректор по международной деятельности и региональному сотрудничеству, к.и.н., mashkovaam@mgri.ru),

Соловьев Н.В. (ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» МГРИ, зав. кафедрой СТБС, д.т.н., профессор, научный руководитель, solovyevny@mgri.ru),

Щербакова К.О. (ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» МГРИ, преподаватель кафедры СТБС, sherbakovak@mgri.ru),

Овезов Б.А. (ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» МГРИ, старший преподаватель кафедры СТБС, ovezovba@mgri.ru)

Аннотация

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

Ключевые слова

Бурение; каротаж; экология; нейтронный источник.

Теория

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

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

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

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

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

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

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

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

Первоначально быстрые нейтроны ($>0,5$ МэВ) быстро теряют свою энергию и становятся медленнее, проходя через стадии, называемые промежуточными нейтронами (102 – 105 эВ), эпитепральные нейтроны (от 0,1 до 100 эВ) и, наконец, тепловые нейтроны ($<0,1$ эВ). В твердых материалах, содержащих умеренное количество

элементов с низкой атомной массой, этот процесс может происходить очень быстро для данного нейтрона (порядка микросекунд). Однако время, необходимое для замедления до заданной энергии, будет варьироваться от нейтрона к нейтрону в зависимости от случайных столкновений с ядрами. Тепловые нейтроны называются так потому, что они имеют энергии, являющиеся теми, которые частица имеет в результате ее существования при комнатной температуре. Другими словами, они имеют только малые энергии, связанные со случайным кинетическим движением, связанным с комнатной температурой. Когда нейтроны достигают эпитепимальной или тепловой энергии, столкновения происходят гораздо реже, потому что нейтроны движутся от ядра к ядру гораздо медленнее. В течение нескольких микросекунд после воздействия источника быстрых нейтронов образование замедляет поступление нейтронов до эпитепимального и теплового уровней, и облако этих тепловых нейтронов существует в образовании, окружающем источник. Столкновения продолжаются, что приводит к незначительным дальнейшим потерям энергии и медленной диффузии тепловых нейтронов из зоны вокруг детектора. Во время этого процесса нейтроны поглощаются ядрами образования. Тепловые (и в некоторой степени эпитепимальные) нейтроны могут поглощаться ядрами образующихся атомов. Эффективность поглощения нейтронов варьируется от элемента к элементу. Единственными элементами, которые проявляют значительное поглощение нейтронов и существуют в разумных количествах в горных породах, являются водород и хлор. В нейтронном каротаже детекторы измеряют эпитепимальные нейтроны, некоторые тепловые нейтроны и некоторые гамма-лучи, испускаемые при поглощении нейтрона.

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

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

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

Основные технические характеристики:

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

Данное устройство позволяет минимизировать негативное воздействие на экологическую обстановку. Основные преимущества NeoTron – радиационная

безопасность, высокое качество материала, отсутствие химического источника нейтронов, наличие импульсного режима работы нейтронного генератора, извлекаемый источник гамма-квантов [3,4,6].

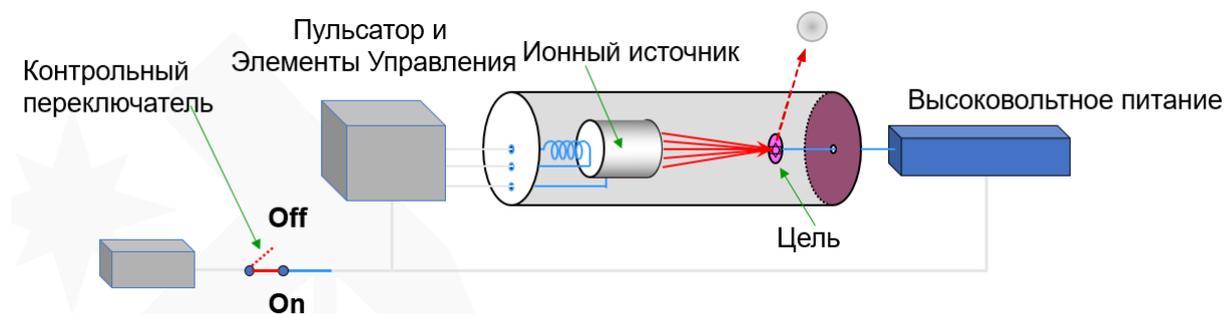


Рисунок 1. Схематичное изображение комплекса NeoTron

Выводы

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

Благодарности

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

Библиография

1. Арцыбашев В. А., Ядерно-геофизическая разведка, М., 1972;
2. Косков В. Н. Определение пористости карбонатных коллекторов по данным нейтронного каротажа // Вестник Пермского университета. Геология. 2014. №4 (25).
3. Машкин К.А., Рыскаль О.Е., Коротченко А.Г., Гайнетдинов Р.Г., Глухов В.Л., Огнев А.Н., Шабиев И.Х. Расширение области применения ядерно-геофизических методов в сложных геолого-технических условиях // Каротажник. 2012. № 4. С. 19-28;
4. Метрологическое обеспечение аппаратуры импульсного нейтронного каротажа при работе с каротажным кабелем длиной до 6 км. - В сб. "Разведочная геофизика", вып.107, 1988, с.134-140.

5. Основы импульсного нейтрон-нейтронного каротажа, М., 1965;
6. Филиппов Е. М., Прикладная ядерная геофизика, М., 1973;
7. Черепанов В.В., Ахмедсафин С.К., Кирсанов С.А., Егурцов С.А., Иванов Ю.В., Лысенков А.И., Меркулов А.В. Применение технологий нейтронного каротажа скважин при разработке нефтегазоконденсатных месторождений. Состояние и перспективы развития // Газовая промышленность. 2019. №S1 (782).

Разработка методологии подбора кислотных составов на углеводородной основе для интенсификации притока нефти в коллекторах баженовской свиты
Ваганова Ю.Ж. (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,*
juliatuesdays@yandex.ru),
Магадова Л.А. (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
magadova.l@gubkin.ru)

Аннотация

Кислотные обработки являются одной из наиболее широко распространенных технологических операций и используются для интенсификации притока нефти и газа. Этот метод может быть применим и к разработке месторождений баженовской свиты. Определяющим критерием при выборе кислотного состава является его взаимодействие с компонентами породы без образования нерастворимых продуктов реакции (кольматантов призабойной зоны пласта).

В данной работе проведено изучение особенностей реагирования породы баженовской свиты с составляющими кислотной композиции на углеводородной основе. Эксперименты были выполнены с целью обоснования методологии выбора технологии воздействия на нетрадиционные объекты залежей нефти и подбора оптимальных концентраций компонентов для проведения кислотной обработки.

Ключевые слова

Кислотные обработки, баженовская свита, углеводородные растворители, органическое вещество, песчаники.

Теория

Важнейшим вопросом в нефтегазодобыче в настоящее время является потенциальное увеличение запасов, чему может способствовать разработка нетрадиционных источников углеводородов, таких, как баженовская свита. Стоит отметить, что большая часть существующих скважин этой площади не обеспечивают промышленных притоков нефти, несмотря на наличие нефтенасыщенных пропластков. Такие пласты характеризуются природной гидрофобностью ввиду наличия в составе породы органического вещества (керогена и битумоида), высокими значениями температуры и давления, а также низкими значениями пористости и проницаемости. Специфика строения и свойств коллекторов баженовской свиты является главной проблемой, возникающей при их разработке, требующей применения принципиально нового подхода [1].

В настоящее время коллектора баженовской свиты в основном разрабатывают с помощью технологий гидравлического разрыва пласта (ГРП) или термогазового воздействия на пласта (ТГВ). Также распространено совместное использование ГРП и кислотных обработок призабойной зоны. На практике последний способ приводит к росту дебита по нефти, в отличие от результата после проведения одиночного ГРП, эффективность которого в некоторых случаях может быть краткосрочной и не рентабельной для компаний [2]. Следовательно, использование кислотных систем в

качестве метода интенсификации притока нефти может быть более успешным, щадящим и более экономичным для нефтедобывающих компаний.

Применение базовых кислотных составов, используемых для интенсификации добычи сырья в терригенных коллекторах, не представляется возможным, ввиду наличия в породе большого количества органического вещества, не завершившего конверсионные процессы – керогена, макро- и нанометровой размерности порового пространства и высокого содержания карбонатных и глинистых минералов [3]. Эти факторы накладывают ограничения в воздействии композициями на водной основе, фторсодержащими соединениями, концентрированными растворами «химически чистых» кислот. Несоблюдение описанных условий может привести к образованию стабильных нефтекислотных эмульсий, нерастворимых соединений в системе «минерал-кислота», закупориванию порового пространства, невозможности проведения операций на призабойной зоне пласта (ПЗП) и достижения притока флюида.

Основа разрабатываемого кислотного состава должна обладать множеством функций: невысокой скоростью реагирования с породой и не вызывать осадкообразования даже при высоких температурах ($>70^{\circ}\text{C}$), низким межфазным натяжением на границе нефть/кислота, тем самым обеспечивая хорошую прокачиваемость, способствовать удалению органических отложений и улучшению качества очистки ПЗП и не ускорять коррозию подземного оборудования.

Повышения глубины обработки потенциально продуктивных скважин можно добиться при использовании кислотных композиций, включающих в себя минеральные и органические кислоты. Основу предлагаемой кислотной композиции составляют органическая кислота и низкомолекулярный спирт, вступающие в обратимую реакцию с образованием эфиров, инертных по отношению к минералам породы. При смещении реакционного равновесия происходит выделение кислоты, благодаря чему обеспечивается низкая скорость растворения и, следовательно, повышение глубины охвата композицией пласта [4]. Также в основе состава присутствует неорганическая кислота, выполняющая функцию катализатора описанной реакции. Большую долю композиции составляет и углеводородный растворитель, добавляемый для улучшения проникающей способности состава для преодоления гидрофобности пород баженовской свиты.

Стоит отметить, что взаимодействие указанного кислотного состава с породой баженовской свиты является многофакторным процессом – в ходе реакции происходит растворение минеральной составляющей кислотными компонентами, а также экстрагирование углеводородной части органическими соединениями. Таким образом, воздействие каждого из основных компонентов разрабатываемой кислотной композиции вносит свой вклад. Для эффективного подбора концентрации каждого соединения необходимо изучить их индивидуальное влияние и их совместное действие на породу.

Таким образом, методика подбора кислотного состава для воздействия на коллекторы баженовской свиты должна условно подразделяться на два этапа – подбор основы композиции и вспомогательных добавок для улучшения характеристик. Последовательность экспериментов согласно ей представлена на рисунке 1.

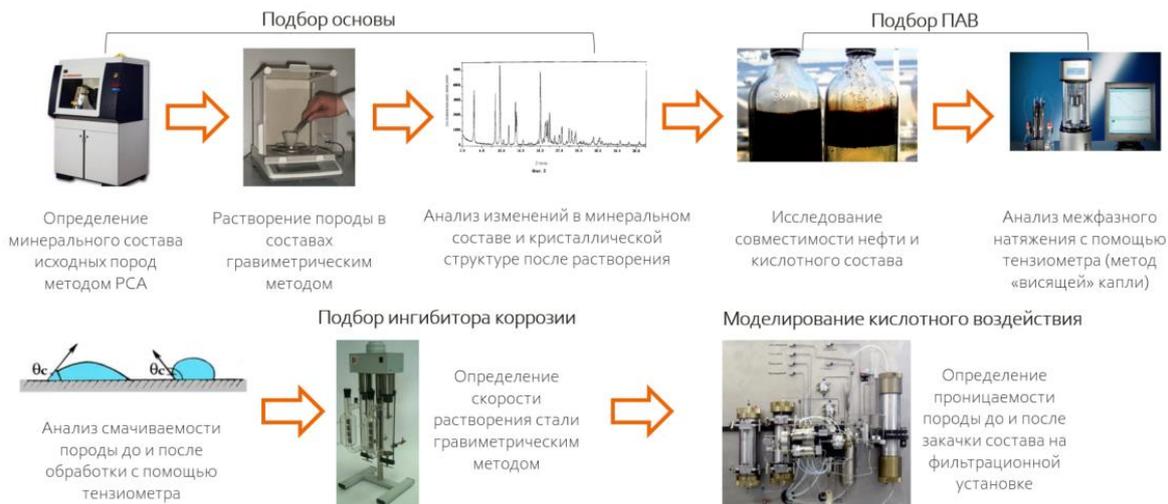


Рисунок 1. Схематичное изображение методики подбора кислотных составов для обработки коллекторов баженовской свиты.

В рамках первого этапа для точного подбора эффективных количеств указанных реагентов устанавливалось их поведение при различных концентрациях в индивидуальном состоянии в условиях водной и углеводородной сред, в бинарных и тройных смесях в различных соотношениях. Эксперименты по подбору основы кислотного состава проводились с помощью гравиметрического метода путем оценки количества растворенного вещества после воздействия на породу различными композициями в течение заданных временных промежутков при температуре 20 и 70°C. Образцы породы до и после взаимодействия с кислотой анализировались рентгеноструктурным методом (РСА), с помощью него определялись изменения в минералогическом составе породы и реакцию способность ее компонентов. Описанный этап является первоочередным и определяющим для комплексного подбора кислотного состава, в процессе которого закладываются основные физико-химические и технологические свойства композиций, влияющие на эффективность проведения кислотных обработок. В ходе работ по данному этапу осуществляется подбор нескольких рецептов основы для дальнейшего подбора поверхностно-активных веществ, ингибиторов коррозии и других вспомогательных добавок.

Следующая стадия заключается в подборе поверхностно-активных веществ (ПАВ) путем определения совместимости кислотного состава с нефтью и изменения значений межфазного натяжения. Поскольку воздействие композиции будет влиять на гидрофобность пород, необходимо оценить и изменения в смачиваемости минеральной части зерна после его реакции с кислотой. Подбор ингибиторов коррозии осуществляется с помощью определения скорости коррозии при добавлении различных соединений к основе состава. Завершающим же этапом является моделирование процесса кислотного воздействия с использованием фильтрационных экспериментов.

Выводы

Разработка кислотной композиции на основе описанной методики позволит осуществить ее адресный подбор для конкретных условий, изучить закономерности

воздействия рассматриваемых соединений на минеральные компоненты породы и органическое вещество и, тем самым, обеспечить наилучшие физико-химические и технологические свойства.

Библиография

1. Немова В.Д., Матюхина Т.А. Зависимость содержания и состава органического вещества от литологических типов пород баженовской свиты / Экспозиция Нефть Газ, 2018. - №4 (64). – С. 23-26;
2. Литвин В.Т. Подбор кислотного состава для низкопроницаемых высокоглинистых пластов баженовской свиты. Ч.1 / В.Т. Литвин, А.Р. Фарманзаде, М.С. Орлов // Наукоеведение. – 2015. – Т. 7. – № 5 (30). – С. 136;
3. Конторович А.Э., Богородская Л.И., Борисова Л.С. и др. Геохимия и катагенетические превращения керогена баженовского горизонта / Геохимия, 2019. – Т.64, №6. – С.585-593;
4. Мухин М.М. Разработка и исследование свойств кислотогенерирующих составов для интенсификации процессов нефтеизвлечения из карбонатных коллекторов с высокой температурой и низкой проницаемостью: дис. ...канд.техн.наук: 02.00.11 / М.М. Мухин – Москва, 2013. – 180 с.

Водогазовое воздействие: уникальное решение актуальных проблем, пути развития технологии

Горелкина Е.И.* (Российский университет дружбы народов, gorelckina.evgenia@yandex.ru)

Аннотация

Предлагается комплекс технических решений по совершенствованию водогазового воздействия с применением насосно-эжекторных систем. Для эффективного воздействия на пласт необходимо реализовывать закачку водогазовой смеси в скважины, вскрывающие участки пласта с наибольшими остаточными запасами (в скважины с максимальными запасами – смесь с наибольшим газосодержанием из области рациональных значений). При этом в качестве источника газовой фазы может использоваться попутно добываемый газ, азот, а также приводится описание насосно-эжекторной системы для использования попутного газа из затрубных пространств добывающих скважин. Для эффективной работы системы необходимо подбирать элементы системы, которые будут эксплуатироваться с максимальным КПД при промысловых условиях. Приводятся результаты экспериментальных исследований эжекторов: КПД эжектора имеет непосредственную связь с величиной минерализации рабочей жидкости, а также давлением на входе.

Ключевые слова

Водогазовое воздействие, попутный нефтяной газ, газ затрубных пространств, «умная» закачка, напорно-энергетические характеристики эжектора.

Источники финансирования

Публикация выполнена при поддержке Программы стратегического академического лидерства РУДН.

Теория

Теоретические исследования и опыт внедрения на промыслах доказывают эффективность водогазового воздействия с целью увеличения нефтеотдачи [1 – 4]. Его бесспорным преимуществом по сравнению с классическим заводнением является увеличение охвата пласта за счёт большей проницаемости водогазовой смеси по сравнению с проницаемостью воды [2].

На практике при реализации метода ВГВ необходимо решить ряд следующих вопросов:

- какое техническое решение для создания и закачки водогазовой смеси наиболее оптимально [1];
- что может стать источником/ источниками газовой фазы для обеспечения газосодержания из области рациональных значений в пластовых условиях [2, 5, 6, 7];

- какой выбрать источник жидкой фазы для создания стабильной смеси, устойчивой к воздействию комплекса внешних факторов [2, 6];
- какие скважины из фонда нагнетательных скважин целесообразно выбрать для закачки смеси, и в какие из них закачивать смесь с повышенным газосодержанием [5];
- как подобрать параметры насосно-эжекторной системы для обеспечения максимальных $K_{ин}$ и КПД системы [1, 2].

Целью данного исследования является совершенствование существующих способов реализации ВГВ с применением насосно-эжекторных систем.

Методы, использованные в данном исследовании: анализ промыслового опыта и накопленных теоретических данных, экспериментальные исследования характеристик эжекторов, системные подход.

В 2015 году впервые в мире было реализовано ВГВ с применением насосно-эжекторной системы, разработанной Дроздовым А.Н. и Дроздовым Н.А. и изготовленной специалистами АО «Новомет-Пермь». Предусмотренное резервное насосное и эжекторное оборудование позволили обеспечить работоспособность системы при отказе какого-либо элемента [2].

Несмотря на успешную эксплуатацию системы, были выявлены слабые места системы. Низкокачественные составляющие системы привели к таким отказам, как порыв водовода, клин подшипника двигателя, растрескивание шайб сопел, утечки в торцевых уплотнениях, слом вала насоса. Выполненный анализ позволит избежать подобных отказов техники при последующих внедрениях.

В литературе имеются сведения о ряде мероприятий по совершенствованию технологии ВГВ и техники для её реализации:

- в качестве газовой фазы можно использовать ПНГ первой, второй и концевой ступеней сепарации [5, 6];
- необходимо сосредоточить закачку с повышенным газосодержанием в скважины, наиболее подходящие по своим геолого-промысловым характеристикам [5, 6];
- создание стабильной водогазовой смеси – залог успеха ВГВ, т. к. закачка смеси, устойчивой к внешним факторам в процессе закачки по водоводам, стволу скважины, а также в поровом пространстве породы, позволяет избежать прорыва газа в пласте, а также снизить требования к величине давления закачки (которое развивает система) и, соответственно, к насосу [2, 6].

Исследования, проведённые автором, являются логичным продолжением данных исследований. Так, на Самодуровском месторождении для обеспечения необходимого газосодержания в водогазовую смесь подавался газ Самодуровского, Ефремовского, Спасского и Пономарёвского месторождений. Однако не всегда удаётся поддерживать необходимое газосодержание таким способом (особенно это актуально для месторождений Урало-Поволжья, нефти которых характеризуются низкими значениями газосодержания). Поэтому было предложено добавлять к ПНГ азот. Высокое

содержание азота в атмосферном воздухе позволяет создать водогазовую смесь с необходимым соотношением составляющих фаз смеси [2, 7].

Ещё одна актуальная проблема – скапливание ПНГ в затрубных пространствах добывающих скважин в процессе механизированной насосной эксплуатации (при подъёме на поверхность, а также при установке сепаратора на вход в насос растворённый в нефти газ полностью или частично выделяется в затрубное пространство). Накапливающийся газ оттесняет жидкость в стволе скважины, и в некоторый момент прорывается на вход скважинного насоса. Это незамедлительно приводит к срыву подачи и поломке скважинного оборудования). Для предотвращения срыва подачи необходимо поддерживать величину давления ниже критического, например, посредством перепуска газа в НКТ. Альтернативный вариант – откачка газа и его добавление в качестве газовой компоненты смеси для реализации ВГВ. Для этого предлагается принципиально новая насосно-эжекторная система. Она предполагает линии подачи продукции из затрубных пространств добывающих скважин в сепаратор. Газ сепарируется и подаётся в эжектор для смешивания с водой. Для регулирования газосодержания в систему включают частотно-регулируемые приводы. При увеличении частоты увеличиваются подачи и развиваемое дожимным насосом давление, что приводит к снижению давления на выходе из эжектора и увеличению его подачи.

Водогазовое воздействие – метод успешной разработки трудноизвлекаемых запасов. В частности, к ТРИЗ относят низкопроницаемые и анизотропные по проницаемости породы. Это приводит к неравномерному распределению запасов в объёме залежи (что объясняется геологическими особенностями её строения) и, соответственно, неравномерной выработке. Предлагается вести закачку смеси с повышенным газосодержанием в зоны пласта, где сосредоточено наибольшее количество запасов («умная» закачка), при этом в наименее перспективных скважинах (сточки зрения концентрации запасов) разумно реализовывать классическое заводнение закачкой воды [4]. При этом необходимо учитывать, какой объём запасов сосредоточен в каждой зоне.

Для эффективной реализации ВГВ необходимо подбирать элементы насосно-эжекторной системы согласно условиям конкретного промысла. С целью изучения влияния минерализации рабочей жидкости на работу эжектора были проведены исследования напорно-энергетических характеристик. Оказалось, что с увеличением минерализации в пределах рассматриваемого диапазона характеристики эжектора улучшаются, что позволяет эксплуатировать систему с лучшим КПД [1, 8, 9]. Далее была выполнена серия экспериментов (в отличие от экспериментов [1], когда исследования проводились при атмосферном давлении на приёме, в данной серии давление было увеличено до 0,34 МПа), в результате удалось увеличить максимальное значение КПД до величины 48,2 %.

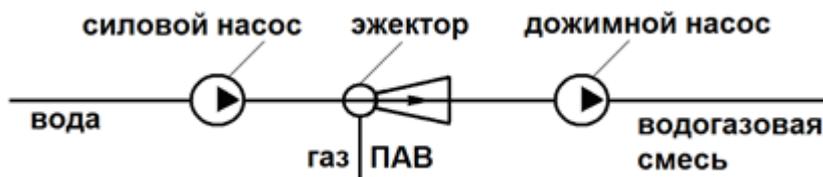


Рисунок 1. Принципиальная схема насосно-эжекторной системы.

Выводы

Предлагаемый комплекс решений способствуют активному внедрению данной технологии. Стоит отметить, что использование попутного газа позволяеткратно сократить объёмы его нерационального использования, увеличить нефтеотдачу и прибыль компаний-разработчиков.

Благодарности

Автор выражает благодарность за научные консультации, ценные советы и неоценимый вклад в работу своему научному руководителю – профессору, д.т.н. Дроздову Александру Николаевичу.

Библиография

1. Влияние минерализации рабочей жидкости на характеристики жидкостно-газовых эжекторов / А.Н. Дроздов, Н.А. Дроздов, Я.А. Горбылева, Е.И. Горелкина // Бурение и нефть. – 2019. – № 7-8. – С. 36-39.
2. Горелкина Е.И. Оценка сравнительной эффективности насосно-эжекторных систем для повышения нефтеотдачи пластов // Научный журнал российского газового общества. – 2021. – № 4 (32). – С. 28-35.
3. Горелкина Е.И. Повышение производительности, надежности и расширение области применения насосно-эжекторных систем при реализации водогазового воздействия на пласт // Материалы XV Международной научно-практической конференции «Новые идеи в науках о Земле». В 7-ми томах. Москва, 2021. Изд.: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе. – Т. 5. – С. 150-153.
4. Дроздов А.Н., Горелкина Е.И. Разработка технологии «умной» закачки водогазовых смесей с применением насосно-эжекторных систем // Бурение и нефть. – 2022. – № 2. – С. 20-25.
5. Дроздов А.Н., Дроздов Н.А. Простые решения сложных проблем при водогазовом воздействии на пласт // Бурение и нефть. – 2017. – № 3. – С. 43-46.
6. Дроздов А.Н., Дроздов Н.А. Увеличение КИН: водогазовое воздействие на пласт. Опыт эксплуатации насосно-эжекторной системы и пути совершенствования технологии ВГВ // Дедовой журнал «Neftegaz.ru». – 2017. – № 7 (67). – С. 70-77.
7. О возможности применения насосно-эжекторной системы для водогазового воздействия на пласт с использованием азота / А.Н. Дроздов, В.Н. Калинин, К.Е. Соловьева, Е.И. Горелкина, Я.А. Горбылева // Электронный журнал «Нефтяная провинция». – 2020. - № 3 (23). – С. 153-163 .DOI: [10.25689/NP.2020.3.153-163](https://doi.org/10.25689/NP.2020.3.153-163)
8. Повышение эффективности работы жидкостно-газового эжектора / А.Н. Дроздов, Н.А. Дроздов, Я.А. Горбылева, Е.И. Горелкина // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования. – 2019. – Т. 20. – № 3. – С. 254–260. <http://dx.doi.org/10.22363/2312-8143-2019-20-3-254-260>

9. Применение струйных аппаратов в нефтепромысловом деле / А.Н. Дроздов, Н.А. Дроздов, Я.А. Горбылева, Е.И. Горелкина. – М.: Спутник+, 2020. – 391 с.

***Проектирование проводимости проппанта в разветвленных трещинах при проведении объемного ГРП для разработки нефтесланцевых месторождений
Дилияэр.А.* (МГУ имени М.В. Ломоносова, diliyaer@yandex.ru),
Шпуров И.В. (МГУ имени М.В. Ломоносова, shpuroviv@icloud.com)***

Аннотация

В этой статье в основном описывается проектирование проводимости проппанта в разветвленных трещинах при проведении объемного ГРП для разработки нефтесланцевых месторождений, обсуждается взаимосвязь между сдвиговым смещением разветвленных трещин и трещинопроводностью, чтобы получить требуемый диапазон для проводимости разветвленных трещин.

Проектирование проводимости проппанта в разветвленных трещинах является основой для выбора типа и размера частиц проппанта, Исследовательские идеи, предложенные в этой статье, имеют хорошую справочную ценность.

Ключевые слова

Объемный ГРП, проводимость проппанта, сдвиговое смещение, нефтесланцевое месторождение.

Теория

Поскольку поворотный участок разветвленных трещин не находится в направлении главного напряжения, поверхность трещины подвергается напряжению сдвига. Для разветвленных трещин на проводимость трещины влияют два фактора: один - это самоподдерживающаяся дислокация трещины, вызванная сдвигом. Вторая – вспомогательная роль размещения проппанта. Ниже анализируется влияние этих двух эффектов на проводимость разветвленных трещин и потребность в проппанте.

Фактическая плоскость гидроразрыва неровная, и путь распространения трещины также неравномерен. Для трещин, заполненных песком, проппант поддерживает плоскости разрыва так, что они не могут соприкоснуться друг с другом, а стенка трещины воздействует на проппант. В то же время касательное напряжение, действующее на плоскость разрыва, приводит к ее дислокации, а оставшиеся после контакта незакрытые трещины являются основными каналами просачивания пластового флюида, поэтому важным фактором для оставшихся незакрытых трещин является шероховатость плоскости разрыва. Трещины с большой степенью шероховатости и извилистости будут иметь более крупные и более остающиеся поры после дислокации за счет касательного напряжения, а плоская поверхность разрыва будет лучше закрываться после деформации.

Когда трещина закрыта, ширина трещины, вызванной скольжением при сдвиге, также различна из-за различного смещения при сдвиге, поэтому проницаемость и проводимость трещины после разрыва различны. Чтобы дополнительно проиллюстрировать взаимосвязь между сдвиговым смещением и шириной сдвиговой трещины, модель зигзагообразной сдвиговой трещины используется для описания

явления дислокации стенки трещины, как показано на рис.1, шероховатость трещины является предпосылкой образования сдвиговых дислокационных трещин, а взаимное смещение дислокаций между сопряженными поверхностями трещин является существенным фактором образования проводящих трещин.

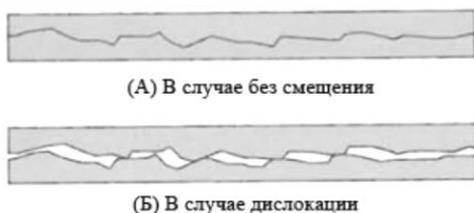


Рисунок1. Схематическая диаграмма сдвигового смещения шероховатой поверхности разрыва

Сдвиговое смещение является результатом сдвигового скольжения после того, как пластовая порода была сдвинута и повреждена. Согласно теории линейной упругости, сдвиговое смещение пропорционально эффективному касательному напряжению, действующему на две поверхности разрыва, и обратно пропорционально сдвиговой жесткости. Выражение сдвигового смещения:

$$U_s = \frac{24\Delta\tau L_f}{7\pi G} \quad (1)$$

В выражении:

G — модуль сдвига породы, Мпа;

L_f — Длина трещины при сдвиговом смещении, м;

$\Delta\tau$ — Эффективное напряжение сдвига, действующее на поверхности естественных трещин, Мпа.

Поскольку в коллекторах преобладают наклонные естественные трещины, напряжение сдвига, действующее на поверхность естественной трещины, можно рассматривать как:

$$\tau = \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \sin[2(90^\circ - \theta)] \quad (2)$$

θ — Угол между трещиной скольжения и горизонтальным максимальным главным напряжением, ($^\circ$).

В соответствии с механическими параметрами сланцевой нефтяной породы (модуль упругости $1,7 \times 10^4$ МПа, коэффициент Пуассона 0,21), данными о поле напряжений (разность горизонтальных напряжений 10 МПа) и данными о естественных трещинах (угол 35° с максимальным горизонтальным главным напряжением) можно получить сдвиговое смещение при различной длине трещины скольжения показано в

| | | | | | |
|---|------|-----|-----|----|----|
| Длина трещины при сдвиговом смещении, м | 0,1 | 1 | 5 | 10 | 20 |
| Скользящее смещение, мм | 0,07 | 0,7 | 3,5 | 7 | 14 |

таблице 1.

Таблица1. Результаты расчета смещения трещины скольжения

Из таблицы 4.1 видно, что проскальзывание трещины небольшое, а проскальзывание на единицу длины составляет 0,7мм. Для оценки влияния проскальзывания трещины на проводимость трещины был проведен анализ лабораторных испытаний.

Настоящие керны из скважин J301, J302 и J303 были взяты и вырезаны с помощью машины для резки керна. Размер после резки - прямоугольный, а размер каменной плиты - 3,6 см x 5 см x 14 см. С помощью специального оборудования каждая каменная плита разделяется на две части по центру.

В эксперименте дислокации двух соединенных скальных плит были установлены равными 0 мм и 1 мм или 0 мм и 2 мм, соответственно, и проппант не помещался между скальными плитами, и была проверена проводимость шероховатой поверхности трещины в случае без сдвигового смещения и с различными сдвиговыми смещениями. План эксперимента показан в таблице 4.2.

Таблица2. Таблица настройки экспериментальной схемы самонесущей проводимости трещины

| Экспериментальная программа | Номер керна | Размер дислокации трещин, мм |
|-----------------------------|------------------|------------------------------|
| Программа 1 | $5\frac{41}{48}$ | 0 |
| Программа 2 | | 1 |
| Программа 3 | $3\frac{7}{58}$ | 0 |
| Программа 4 | | 1 |
| Программа 5 | $4\frac{22}{59}$ | 0 |
| Программа 6 | | 2 |
| Программа 7 | $4\frac{3}{41}$ | 0 |
| Программа 8 | | 2 |

Выводы

Результаты испытаний по сканированию шероховатости поверхности трещины показывают изменение трещинопроводности в зависимости от закрывающего напряжения при различных величинах проскальзывания 1 мм и 2 мм, как показано на рис.2 и рис.3.

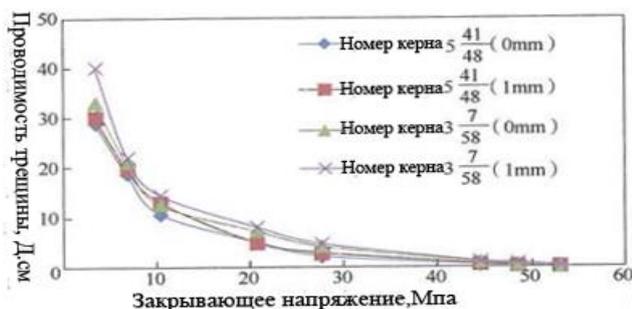


Рисунок 2. Результат экспериментальных испытаний самоподдерживающейся трещинопроводности шероховатой поверхности трещин и с дислокацией 1 мм

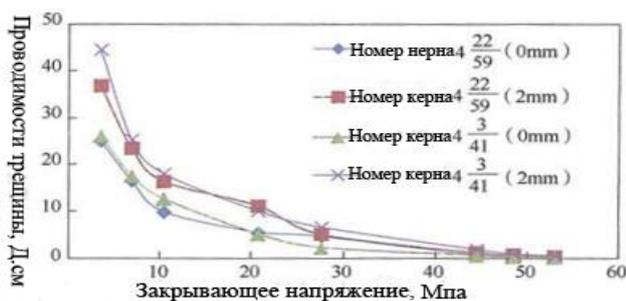


Рисунок 3. Результат экспериментальных испытаний самоподдерживающейся трещинопроводности шероховатой поверхности трещин и с дислокацией 2 мм

(1) Сдвиговое смещение трещины при сдвиге создаст определенную трещинопроводность, и чем ниже закрывающее напряжение, тем больше сдвиговое смещение и тем больше трещинопроводность.

(2) Закрывающее напряжение оказывает большое влияние на трещинопроводность. После того, как закрывающее напряжение превышает 45 МПа, трещинопроводность в основном ниже 0,5 D·см, это показывает, что для пласта в условиях высокого закрывающего напряжения самоподдерживающаяся способность трещины имеет ограниченное влияние на улучшение трещинопроводности.

(3) Для достижения высокопроводимости разветвленных трещин может потребоваться рассмотрение набивки и размещения пропшанта.

Библиография

1. Yang M, Economiides M J. Proppant Selection for Hydraulic Fracture Production Optimization in Shale Plays [R] . SPE 161355-MS, 2012.
2. Van der Vlis A C, HaafVens R , Schipper B A, et al. Criteria Eor Proppant Placement and Fracture Conductivity [R] .SPE 5637-MS, 1975.
3. Beugelsdijk L J L, de Pater C J, Sato K. Experimental Hydraulic Fracture Propagation in a Multi-Fractured Medium [R] . SPE 59419-MS, 2000.

*Анализ и перспективы методов увлечения нефтеотдачи с использованием
углекислого газа.*

Мажренова Т.Т. (РГГРУ МГРИ имени Серго Орджоникидзе,
tmazhrenova@inbox.ru),*

*Денисов А.В. (РГГРУ МГРИ имени Серго Орджоникидзе, denisovav@mgri.ru),
Шахвердиев Э.А. (РГГРУ МГРИ имени Серго Орджоникидзе, ostav@list.ru)*

Аннотация

Ежегодно количество трудноизвлекаемых запасов нефти увеличивается. По этой причине возникает необходимость в разработке новых технологий и модернизации уже существующих процессов по увеличению нефтеотдачи. В данной статье были проанализированы преимущества и недостатки методов увеличения нефтеотдачи с использованием CO₂ в качестве вытесняющего агента. Разобраны возможные перспективы использования данных методов для разработки месторождений с высоковязкой нефтью на территории Российской Федерации. Рассмотрен опыт других государств в применении двуокиси углерода в качестве вытесняющего агента.

Ключевые слова

Углекислый газ, высоковязкая нефть, методы увеличения нефтеотдачи, технологии разработки нефтяных месторождений, внутрипластовая генерация CO₂

Теория

Введение.

На более поздних этапах разработки нефтяных месторождений возникает необходимость в применении дополнительных средств для извлечения флюида из пласта, также с каждым годом увеличивается количество трудноизвлекаемых запасов нефти. Одним из методов третичной разработки месторождений является закачка вытесняющих агентов в пласт. К таким веществам относятся природные газы – метан, пропан, бутан и их различные смеси. Однако, гораздо более эффективным вытесняющим агентом является двуокись углерода. Углекислый газ в качестве вытесняющего агента имеет ряд неоспоримых преимуществ: высокая способность растворяться в воде и нефти – за счет этого свойства происходит снижение вязкости и флюида и увеличение его подвижности, снижение межфазного натяжения на границе нефть-вода; растворяясь в воде, углекислый газ образует соединение H₂CO₃ (угольная кислота), которое взаимодействуя с породой-коллектором приводит к увеличению объема порового пространства. Стоит отметить, что использование CO₂ в качестве вытесняющего агента, может стать эффективным способом утилизации двуокиси углерода, являющейся парниковым газом.

Физико-химические характеристики CO₂.

Диоксид углерода является бесцветным, нетоксичным газом, тяжелее воздуха. В нормальных условиях его плотность составляет приблизительно 1,98 кг/м³. Критическая

температура для CO_2 – 31,1 °С (304,1 К); критическое давление – 73,8 атм. (7,38 МПа). На рисунке 1 изображена фазовая диаграмма состояний углекислого газа.

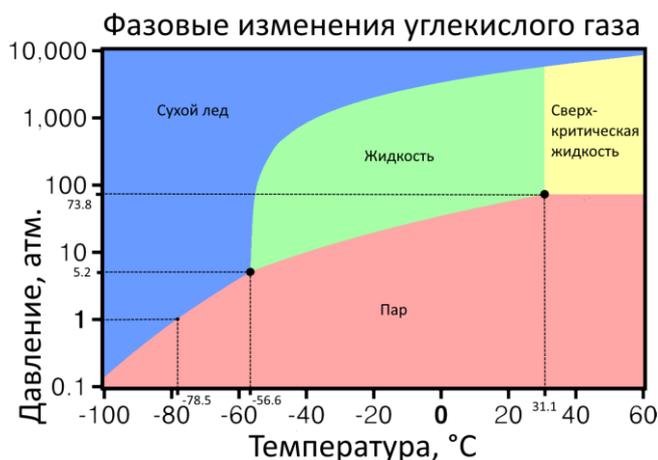


Рисунок 1. Фазовая диаграмма состояний CO_2 (<https://uglekislygaz.ru/wp-content/uploads/2018/08/fazovie-izmeneniya-CO2.png>)

Растворимость двуокиси углерода в нефти зависит от ее состава и молекулярной массы, а также от давления и температуры. Важным явлением взаимодействия двуокиси углерода с нефтью является то, что при взаимодействии легкие компоненты последней растворяются в CO_2 , то есть экстрагируются. Экстрагирование легких углеводородов тем интенсивнее, чем выше давление. Эмпирически установлено, что при наличии в нефти достаточного количества легких углеводородов и значений пластовых давлений и температуры равных критическим значениям образующихся в пористой среде смесей, то наблюдается полное смешивание нефти с двуокисью углерода [1].

Методы закачки углекислого газа в пласт.

Можно выделить целый ряд методов по закачке двуокиси углерода в пласт, ниже будут рассмотрены следующие из них:

1. Закачка карбонизированной воды.

Относительно низкий расход углекислого газа при закачке карбонизированной воды в пласт является основным преимуществом данного метода, делающим его экономически целесообразным. Закачка карбонизированной воды производится с помощью нагнетательных скважин. Рекомендуемое для процесса давление должно превышать давление насыщения воды CO_2 приблизительно в 1,5 раза.

В пласте углекислый газ переходит в нефть, которая до этого осталась за фронтом вытеснения. В результате этого процесса снижается вязкость нефти и происходит ее набухание, как следствие – увеличивается коэффициент извлечения нефти. Исходя из исследований, проведенных в лабораторных условиях, оптимальная концентрация углекислого газа в воде – 4-5%. Для стабилизации работы метода в условиях гидрофильных коллекторов рекомендуется использовать гидрофобные примеси (катионные ПАВ). Также, катионные ПАВ являются ингибиторами коррозии – одной из главных проблем вытеснения с помощью двуокиси углерода.

2. Вытеснение нефти закачкой комбинированных оторочек химического реагентов и CO_2 .

Одна из главных проблем закачки углекислого газа в пласт заключается в его преждевременном прорыве к забою добывающей скважины. Это явление становится причиной снижения охвата вытеснением. Для решения этой проблемы предлагается использовать ПАВ (поверхностно активные вещества). За счет использования ПАВ происходит образование стабильных пен, позволяющих качественно увеличить вытеснение флюида. Данный метод особенно актуален для неоднородных коллекторов.

3. Закачка оторочки CO_2 с последующей закачкой воды.

Недостатком вышеописанного метода закачки в пласт карбонизированной воды является отставание фронта концентрации двуокиси углерода от фронта вытеснения. Данная проблема решается закачкой в пласт оторочки чистого углекислого газа и его последующее продвижение карбонизированной водой. Оторочка двуокиси углерода может закачиваться как в газообразном, так и в жидком состоянии с учетом PVT-параметров. Второй способ решит проблему с низкой вязкостью углекислого газа. При использовании данного метода расход CO_2 увеличивается, однако решается серьезная проблема с отставанием фронтов. Данный факт позволяет отнести этот метод к эффективным и целесообразным.

4. Внутрипластовая генерация CO_2 .

Реогазохимический метод пластовой генерации углекислого газа исключает необходимость закачки агента из наземных коммуникаций, что делает эту технологию экономически эффективной [4,7]. Преимущество метода – генерация CO_2 за счёт стехиометрической реакции последовательно закачиваемых в пласт водных растворов газообразующих и газовыделяющих химических реагентов. Выделяемый в результате химической реакции CO_2 участвует в образовании газожидкостной оторочки в процессе заводнения пласта. Газожидкостная оторочка, формируемая в пласте в результате реакции водных растворов химических реагентов с включениями полимера, блокирует высокопроницаемые прослойки и устраняет фрактальность переднего слоя вытеснения, что интенсифицирует движение жидкости через низкопроницаемые слабодренлируемые и застойные зоны [5,6].

Основные недостатки применения CO_2 .

У применения углекислого газа в качестве вытесняющего агента есть ряд недостатков, которые требуют решения. Газообразный углекислый газ обладает низкой вязкостью, что может способствовать преждевременному прорыву к забою скважины и отставанию фронтов. Коррозия оборудования нагнетательных и добывающих скважин также является актуальной проблемой при использовании двуокиси углерода. При закачке CO_2 в пласт наблюдается явление понижения температуры, что способствует образованию АСПО. В присутствии свободных молекул происходит процесс кристаллогидратов.

Перспективы применения CO_2 в качестве вытесняющего агента.

Исходя из того, что с каждым годом количество трудноизвлекаемых запасов нефти растет, использование МУН при разработке месторождений становится неотъемлемой частью процесса. По данным исследований из работ [2,3] на территории РФ (исходя из таких критериев, как количество электростанций станций в регионе и их суммарный объем выбросов CO₂, среднее расстояние от электростанций до ближайших нефтяных месторождений, годовая потребность CO₂ для целей ПНО, количество потенциальных проектов способных быть экономически успешными, а также средние затраты на транспортировку и закачку CO₂) можно выделить наиболее перспективные для использования CO₂ -методов регионы. Таким образом, наиболее подходящие месторождения для применения диоксида углерода в качестве агента для повышения нефтеотдачи приурочены к Волго-Уральской, Тимано-Печерской и Западно-Сибирской нефтегазовой провинции.

Выводы

Методы повышения нефтеотдачи имеют ряд неоспоримых преимуществ, а их технологическая и экономическая эффективность является подтвержденной при использовании на реальных месторождениях. Количество трудноизвлекаемых запасов углеводородов и тенденция к снижению эмиссии парниковых газов позволяют предположить, что увеличение нефтеотдачи с помощью двуокиси углерода получит более широкое применение в ближайшие годы.

Библиография

1. Григорьев Р.С., Применение углекислого газа в процессах повышения нефтеотдачи пластов при разработке месторождений, Томский Политехнический Университет, 2020 год.
2. Сидорова К. И. Экономическая оценка использования технологии утилизации углекислого газа в нефтяных месторождениях для повышения нефтеотдачи //Дисс. кандидата эконом. наук. СПб.: НМСУ Горный. – 2016.
3. Cherepovitsyn A. et al. Potential of Russian regions to implement CO₂-enhanced oil recovery //Energies. – 2018. – Т. 11. – №. 6. – С.
4. Mandrik I.E., Panakhov G.M., Shakhverdiev A.Kh., Nauchno-metodicheskie i tekhnologicheskie osnovy optimizatsii protsessa povysheniya nefteotdachi plastov (Scientific and methodological and technological bases of process optimization of EOR), Moscow: Neftyanoe khozyaystvo Publ., 2010, 288 p.
5. Shakhverdiev A.Kh., Panakhov G.M., Mandrik I.E., Abbasov E.M., Proceedings of International Scientific Conference “Geopetrol’–2008”, Pol’sha, Krakov, 2008, p.7.
6. Shakhverdiev A.Kh., Abbasov E.M., Huimin Zeng et al., Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry, 2010, no. 6, pp. 44–48
7. Willem Schulte experience from use of CO₂ for enhanced oil recovery in the USA, Presentation, OG21 seminar, 2004, September.

Production flow rates prediction by using an artificial neural network
Tien Hung Nguyen (Hanoi University of Mining and Geology,*
nguyentienhung.dk@humg.edu.vn),
Hong Duong Vu (Hanoi University of Mining and Geology,
vuhongduong@humg.edu.vn)

Abstract

The prediction of oil production flow rate is critical in the petroleum industry for tracking well performance, maintaining production flow rate, and planning efficient exploitation. Theoretical or empirical models have long been used to predict the oil production flow. However the theoretical models typically produce results with a broad range of inaccuracy, and they also necessitate a large amount of input data, which can be time consuming and costly. Because the number of data used to develop empirical models is typically restricted, predicted results from these models in practical condition are not always accurate. In this study, the authors propose using an artificial neural network (ANN) to develop a better relationship between production attributes and oil production flow rate, as well as to predict oil production flow rate. The results from the constructed ANN achieved a very high correlation coefficient (98%) and a low root mean square error (33.41 bbl/d) using data from various continuous gas lift oil wells. As a result, the proposed ANN models can be used as a practical and reliable method for predicting production flow rate in oilfields.

Keywords

Oil production flow rate, gas lift, enhance oil recovery, ANN

Theory

Traditionally, production flow rate was determined using theory or empirical methods. However, theory models necessitate a large amount of data as input sources, and some of it is not typically obtained in practical production due to time and expense constraints. Tangren initially proposed a theory correlation between production flow rate and other production parameters in 1949 [1]. The fluid in this model is a multi-phase flow with a gas-to-liquid ratio of less than one. After that, Gilbert [2], Baxendell [3], and Ros [4] proposed empirical correlations based on Tangren's theory correlation.

Gilbert created an empirical calculation based on 268 data points, including well head pressure, choke size, gas-to-liquid ratio, and critical flow liquid rate (Gilbert, 1954).

$$Q_l = \frac{P_{wh} D_{64}^b}{a GLR^c} \quad (1)$$

where: P_{wh} – pressure of wellhead (psia); D_{64} - the choke size (1/64 inch); GLR - ratio of gas to liquid (SCF/STB); Q_l - critical-flow liquid rate (STB/day); a, b and c are the primary coefficients evaluated with $a = 0.1$, $b = 1.89$, $c = 0.546$.

Baxendell [3] modified the empirical equation (1) for calculating critical rates, and Ros [4] developed a new correlation to estimate oil and gas mass under critical flow conditions. In 1961, Achong [5] proposed a new set of coefficient values for Gilbert's equation: $a = 0.2618$, $b = 1.88$, $c = 0.65$.

All of the empirical models discussed above were constrained by the type of data utilized in the studies; each model only applies to a single research field. As a result, these models were not widely used because the results of their applications in other region were not always accurate.

To solve the limitations from theory and empirical, artificial neural network (ANN) can be used as a good replacement method for connecting and modelling the complicated relationship between production flow rate and other related production properties. Some ANN models for the prediction of production flow rate have shown their high accuracy [6, 7]. These models have shown their advantages in comparison with other traditional methods. However, the ANN method has not been applied for oil production wells using continuous gas lift method. This paper presents the application of ANN method for the prediction of production flow rate of several continuous gas lift oil wells.

Artificial neural networks (ANN) can be utilized as a good alternative approach for linking and modeling the intricate relationship between production flow rate and other related production parameters to overcome theoretical and empirical limitations. The accuracy of some ANN models for predicting production flow rate has been demonstrated [6, 7]. In comparison to other traditional methods, these models have demonstrated their benefits. The ANN method, on the other hand, has not been used yet for oil production wells that use the continuous gas lift method. The application of the ANN approach for the predict of production flow rate of numerous continuous gas lift oil wells is presented in this research.

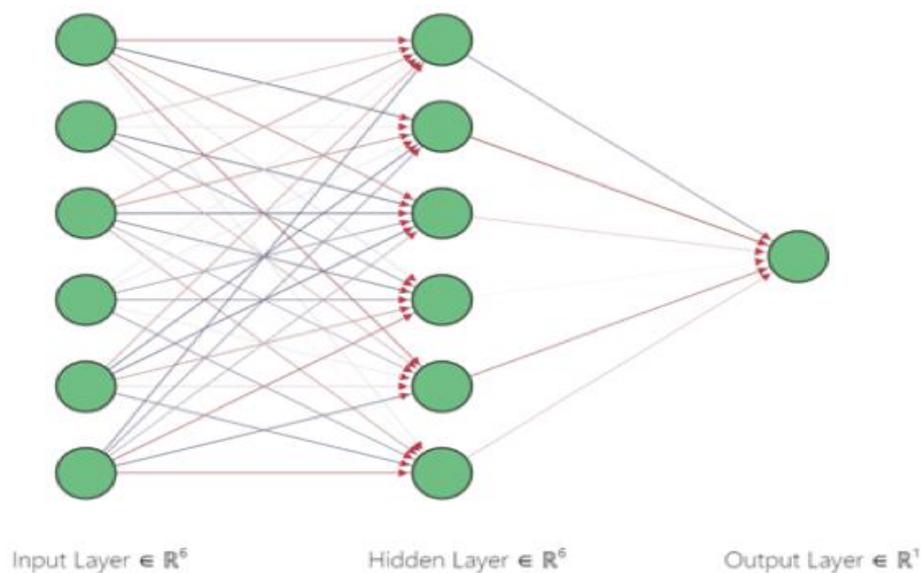


Figure 1. Structure of artificial neural network (ANN).

The authors built and tested a back propagation neural network with the structure depicted in Figure 1. The input layer has six neural (D64, Pwh, GLR, BS&W, QGlift, PGlift) while the

output layer has one neural (QI). Tansig is a cost function used in the hidden layer, and pureline is used in the output layer.

Difference between various network models is number of neurons in hidden layer which usually varies from 4 to 12. The number of neurons in hidden layer need to be carefully selected, it needs to ensure the predicted results of ANN have a good correlation with output samples. It also needs to avoid overfitting due to too many neural be used. From the comparisons of correlation coefficient number (R2) and root mean square error (RMSE) between different models, the author has decided to use the model with 7 neurón in hidden layer as the ANN model for predicting production flow of study wells.

Finally, in order to assess the potential application of the ANN model developed in this study, the authors used the second folder of data, which included 33 samples collected at 2 wells (namely 01 and 05) in 2021, to estimate oil production flow rate of these wells in 2021. Figure 2 and 3 shows that the predicted and actual production flow rate in both wells have strong relationships. Even for the 2021 production period, which data was not to be used as input data to train the ANN model, the curves in figure 2 and 3 exhibit very similar trends.

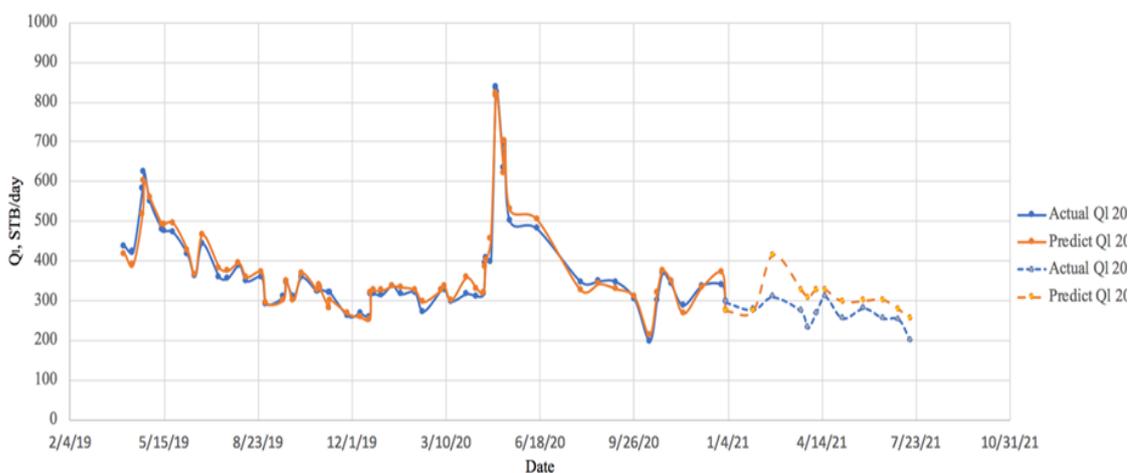


Figure 2. Comparing predicted production flow rate by the ANN model and actual data of well 01 in 2 production period (2019-2020 and 2021)

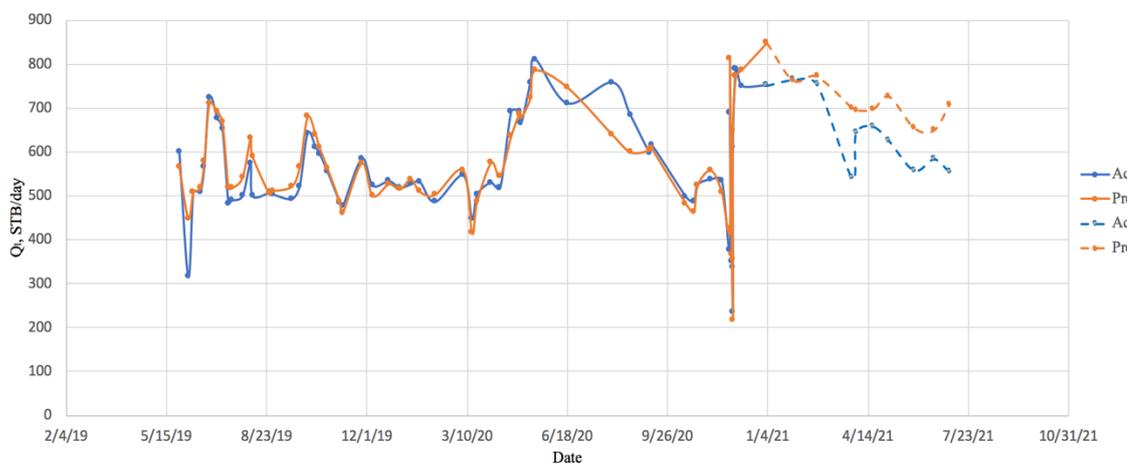


Figure 8: Comparing predicted production flow rate by the ANN model and actual data of well 05 in 2 production period (2019-2020 and 2021).

Conclusion and recommendations

From the results of this research, the authors summarize conclusions and

The following are the authors' conclusions and recommendations based on the findings of this study:

- The best model to estimate oil production flow rate in 05 analyzed continuous gas lift flow wells is an ANN model with 7 neurons in the hidden layer and back-propagation. The projected outcomes are far more accurate than those using a multivariate regression model.

- The ANN model also has the ability to estimate the flow rate of oil production from other oil wells in the future.

- More data from earlier years, as well as updated data, is required for further training to improve the accuracy of the ANN model.

References

1. Tangren R.F., Dodge C.H., Seifert H.S., (1949). Compressibility effects in two-phase flow. *Journal of Applied Physics*. 20 (7). 637–645.
2. Gilbert W.E., (1954). Flowing and gas-lift well performance. *Drilling and Production Practice*, American Petroleum Institute. API-801-30H.
3. Baxendell P.B., (1958). Producing Wells on Casing Flow-An Analysis of Flowing Pressure Gradients. *Petroleum Transactions, AIME*, Volume 213, 1958, pages 202–206.
4. Ros N.C.J., (1960). An analysis of critical simultaneous gas/liquid flow through a restriction and its application to flowmetering. *Applied Scientific Research* 9 (1), 374 pages. <http://doi.org/10.1016/j.flowmeasinst.2020.101835>.
5. Achong I., (1961). Revised Bean Performance Formula for Lake Maracaibo Wells. Internal Report, Shell Oil Co. Houston, TX.
6. Azim Reda Abdel, (2020). Prediction of multiphase oil rate for artificially flowing wells using rigorous artificial neural network technique. *Flow Measurement and Instrumentation* 76 101835.
7. George Alexander, (2021). Predicting Oil Production Flow Rate Using Artificial Neural Networks - The Volve Field Case. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Lagos, Nigeria*. Paper Number: SPE-208258-MS. <https://doi.org/10.2118/208258-MS>.

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

К.С. Парамзина*, К.О. Щербакова, Н.В. Соловьев

(Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), ksucharparamzina@mail.ru)

Аннотация

При калибровке геофизических приборов, случаются аварийные ситуации, в результате которых наносится ущерб окружающей среде и сотрудникам компании. Решение – внедрение системы контроля, которая обеспечит непрерывный доступ к состоянию источников излучения.

Ключевые слова

Радиационная безопасность, контроль, радиация, искусственный интеллект, геофизические изыскания.

Теория

В нефтегазовой промышленности применяется около 50 методов исследования скважин, использующих источники радиоактивного излучения. Это ядерно-магнитный каротаж (nuclear magnetic resonance logging), радиоактивный каротаж (nuclear logging), гамма-каротаж (gamma-ray logging) и другие [2]. Большая часть из них подразумевает погружение радиоактивного источника непосредственно в скважину с последующей регистрацией излучения и анализ полученных данных.

Контроль перемещения и состояния таких источников излучения лежит на государственных службах, различающихся в зависимости от страны, но всегда отвечающих за безопасность труда, состояние экологии и радиационную безопасность [1].

Несмотря на серьёзный подход к обеспечению безопасности проведения таких работ, до сих пор нередко случаются аварийные ситуации, в результате которых наносится колоссальный ущерб сотрудникам буровой и окружающей среде. По статистике, в среднем возмещение ущерба от аварии обходится сервисной компании в 1 млн долларов, а в год на возмещение ущерба затрачивается более 15 млн долларов. Количество тяжело пострадавших за последние 20 лет – около 500 человек, количество погибших в результате аварий – 90 человек.

Кроме безопасности, существует ещё ряд проблем с существующей системой контроля. Огромное количество документов, проверок, отчётов требует большого штата сотрудников, содержание архива и временных затрат на подготовку, поиск и анализ необходимых документов. Так же такой метод контроля работает по факту, наказывая компании штрафами или лишением лицензий за нарушения после аварии, и не даёт возможности для превентивных действий.

Для решения этих проблем мы разрабатываем комплексное решение, состоящее из:

- 1) Единой базы специалистов, имеющих доступ к проведению работ с источниками радиоактивного излучения;

- 2) Системы электронного документооборота;
- 3) Системы контроля состояния источника излучения, управляемой искусственным интеллектом.

Единая база специалистов позволит сократить время проверок государственным органам, а компании смогут автоматизировать продление сертификатов и лицензий или заранее отправлять сотрудников на необходимое обучение для получения допусков.

Система электронного документооборота необходима не только для ускорения взаимодействия между сервисными компаниями и органами контроля, но и для обеспечения прозрачности этих взаимодействий.

Система контроля – сложное модульное устройство. Главное его назначение – обеспечить непрерывный доступ к состоянию источников излучения. Состоит из:

- 1) Корпуса, защищающего микросхемы от излучения;
- 2) Видеокамер высокой чёткости, обеспечивающих обзор в 360 градусов вокруг контейнера с источником;
- 3) GPS-RTK контроллера, для точного местоположения прибора.

Видеокамеры нужны для передачи данных в прямом эфире на сервер с искусственным интеллектом. ИИ позволит в случае нежелательного поведения подавать сигнал контролирующим специалистам, чтобы дать возможность оценить ситуацию и принять необходимые меры. Под нежелательным поведением подразумевается съезд с маршрута при транспортировке, грубое нарушение техники безопасности и другие случаи, в соответствии с нормативными документами.

Сервисные компании так же увидят преимущество в снижении риска возникновения аварийных ситуаций, что позволит сократить затраты на компенсацию их последствий. Кроме этого, внедрение системы сократит издержки на отчётность перед контролирующими органами, снизит нагрузку на делопроизводителей и упростит получение необходимых разрешений.

Снижение нагрузки на делопроизводителей и других сотрудников может привести к сокращениям штата и однозначно потребует небольшой переподготовки персонала.



Рисунок 2 - Система контроля INSPECTOR

Выводы

Таким образом, реализация проекта позволит государственным органам снизить риски возникновения аварийных ситуаций и повысить скорость реакции на аварийные ситуации. Единая достоверная база сотрудников и модуль контроля состояния источника излучения с ИИ дадут полный контроль над проходящими на буровой исследованиями.

Библиография

1. СП 2.6.1.2612-10 "Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности (ОСПОРБ-99/2010)"
2. В. Н. Косков, Б. В. Косков Геофизические исследования скважин и интерпретация данных ГИС // Издательство Пермского государственного технического университета – 2007 – №10. - 91 - 108 с.

*Исследование возможных причин быстрого обводнения скважин
недонасыщенных коллекторов.*

Филатова К.М. (МГРИ имени Серго Орджоникидзе,
karina.filatova.2018@inbox.ru),*

Денисов А.В. (МГРИ имени Серго Орджоникидзе, denisovav@mgri.ru),

Шахвердиев Э.А. (МГРИ имени Серго Орджоникидзе, ostav@list.ru)

Ильзов Р.Р. (ИГиРГИ ПАО «НК Роснефть», R_Plyazov@igirgi.ru)

Аннотация

Одной из основных проблем эффективной разработки месторождений нефти является постепенное увеличение содержания воды в добываемой продукции, а в случае если это происходит в первый месяц или год эксплуатации скважин, необходимо определить природу этого явления, выявить источники поступления воды и предложить комплекс мероприятий для снижения негативных последствий. В работе предлагается исследование возможных путей и причин быстрого обводнения скважин объекта разработки АВ₁₋₂ Кечимовского месторождения.

Ключевые слова

Технология заводнения, преждевременная обводненность, фильтрационно-емкостные свойства, геологическая модель, неоднородность коллектора.

Теория

Введение.

В процессе разработки большинства месторождений технологией заводнения, в определенных геолого-физических условиях добывающие скважины начинают сразу же работать с высокой обводненностью, что в свою очередь приводит к снижению эффективности работы скважин, трудностям с выработкой запасов, образованию застойных и слабодренируемых зон [1-9].

Исследование.

Пласт АВ₁³ характеризуется большой площадью распространения на территории Западной Сибири, но в то же время он известен как наиболее неоднородный и низкопродуктивный. Особенностью пласта АВ₁³ является высокая неоднородность и водонасыщенность, пониженная нефтенасыщенность пластов. Как показала практика разработки пласта АВ₁³, при эксплуатации у большого количества добывающих скважин начальная обводненность может достигать значений 70-90%.

Продуктивная часть пласта АВ₁³ представлена мелкозернистыми в разной степени глинистыми песчаниками, развитыми в виде тонких слоев, регулярно переслаивающихся с плотными алевролитами и аргиллитами [8]. Пласт в целом имеет однотипное строение, характеризуется увеличением глинистости вверх по разрезу, что присуще отложениям, сформировавшимся в условиях морской трансгрессии. Общая толщина пласта изменяется от 8,5 до 14 м. Отложения представлены фациями континентальной группы. Пласт отличается высокой степенью литологической неоднородности, обусловленной чередованием глинистых и песчано-алевролитовых слоев переменной толщины и линзовидных обособлений, наличием уплотненных интервалов среди песчано-

алевролитовых слоев. На всей территории исследований пласты АВ₁³ и нижележащий АВ₂ образуют гидродинамически связанный резервуар, что послужило основанием для их объединения в один эксплуатационный объект АВ₁₋₂. Пласты имеют по одной залежи, различаются по ФЕС и обладают высокой степенью как послойной, так и зональной неоднородности. Расчлененность верхнего пласта изменяется от 3 до 4, нижнего — от 1 до 7. Предполагается, что пласт АВ₂ имеет обширные водонефтяные зоны как с контактной, так и неконтактной водой.

Значительное количество скважин, перфорированных как в пласте АВ₁³ так и в АВ₂ начало работать с высокой стартовой обводненностью, на рис.1,2 приведены примеры показателей разработки таких скважин.

Для выявления причин столь быстрого прорыва воды к добывающим скважинам была проведена актуализация геологической информации и построена модель участка залежи.

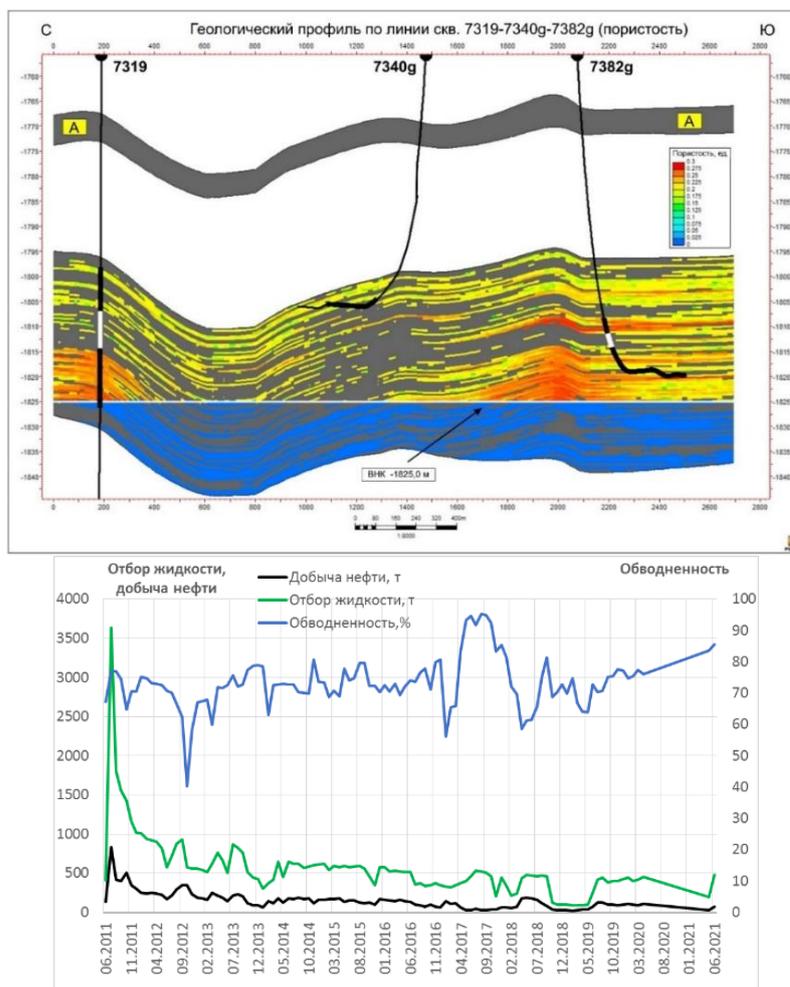


Рисунок 1. Геологический профиль и показатели разработки скважины 7340g, эксплуатирующей только пласт АВ₁³

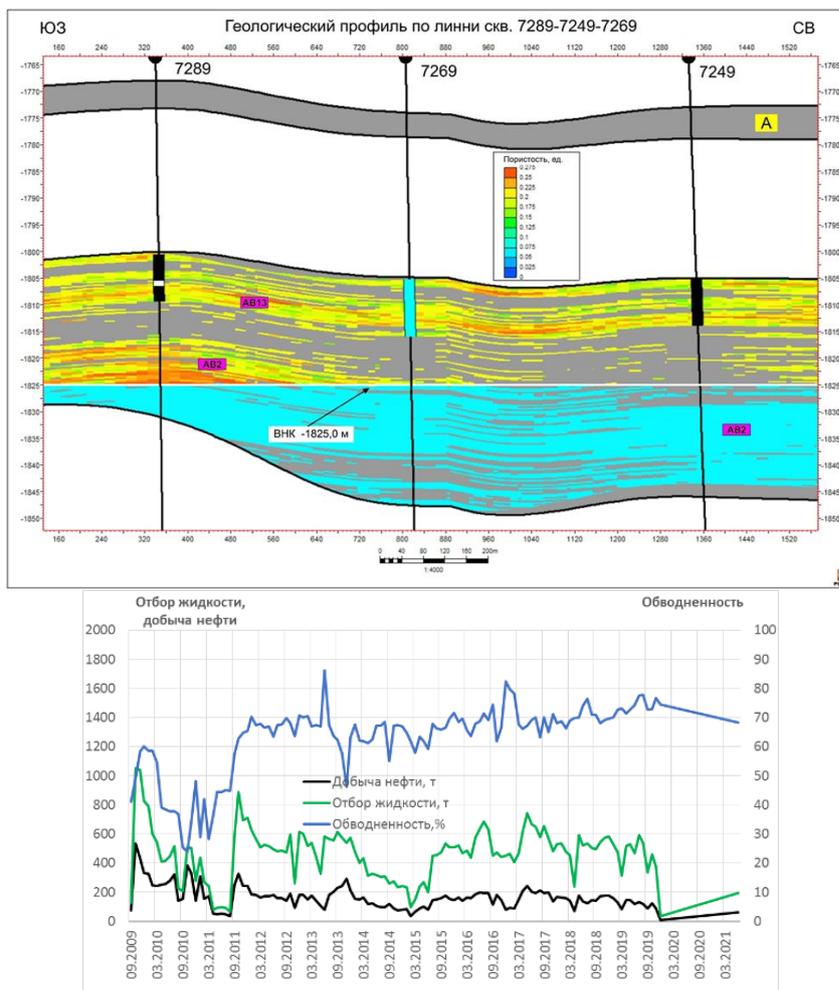


Рисунок 2. Геологический профиль и показатели разработки скважины 7249, эксплуатирующей только пласт АВ₁³

В случае скважины с горизонтальным окончанием 7340г (рис.1), пробуренной в пласте АВ₁³ и находящейся далеко от ВНК, причиной высокой стартовой обводненности может быть наличие значительного количества подвижной воды в коллекторе. Пласт АВ₁³ является недонасыщенным нефтью и характеризуется высокими значениями остаточной водонасыщенности, а значит содержит значительное количество подвижной воды. Это следует из данных керновых исследований представленных в проектном документе, таблиц результатов интерпретации ГИС и подтверждается значениями высокой начальной обводненности скважин, перфорированных только в интервалах пласта АВ₁³.

Наклонно-направленная скважина 7249 (рис.2), перфорированная только в пласте АВ₁³, начала работать с обводненностью 40%, затем после снижения до 30% обводненность начала увеличиваться после начала закачки в нагнетательную скважину 7269.

Вышеприведенные примеры характеризуют высокую стартовую обводненность отдельных добывающих скважин, затем обводненность продолжает рост в связи с поступлением закачиваемой через нагнетательные скважины воды, созданием конусов воды из водоносного горизонта, появлением заколонных циркуляций, в итоге задача достижения проектной нефтеотдачи в перспективе становится не возможной [1-7].

Поэтому в качестве практической рекомендации предлагается бурение боковых стволов для выработки остаточных запасов застойных и слабодренируемых зон залежи. Основным инструментарием, позволяющим определить перспективные зоны для бурения боковых стволов и проведения РИР являются вновь построенные геологические модели, корреляции и геологические профили [9].

Выводы

Для повышения эффективности управления разработки геологически сложного объекта АВ₁₋₂ исследуемого месторождения рекомендуется актуализация геолого-промысловой информации и уточнение геологической модели объекта разработки, с целью определения местоположения остаточных запасов по площади и разрезу пластов, выявление закономерностей механизма выработки запасов нефти, эффективности системы ППД.

Для улучшения разработки и выработки запасов исследуемого объекта были рекомендованы геолого-технологические мероприятия: высокоэффективные РИР, бурение боковых стволов, нестационарное заводнение, а также проведение комплекса ПГИ для определения источников обводнения скважин.

Библиография

1. Крейг Ф.Ф. Разработка нефтяных месторождений при заводнении. М.: Недра, 1974. 191 с.
2. Мандрик И.Э., Панахов Г.М., Шахвердиев А.Х. Научно-методические и технологические основы оптимизации процесса повышения нефтеотдачи пластов. М.: Нефтяное хозяйство, 2010. 228 с.
3. Мирзаджанзаде А.Х., Шахвердиев А.Х. Динамические процессы в нефтегазодобыче: системный анализ, диагноз, прогноз. М.: Наука, 1997. 254 с.
4. Шахвердиев А.Х. Системная оптимизация процесса разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 2004. 452 с.
5. Шахвердиев А.Х. Еще раз о нефтеотдаче // Нефтяное хозяйство. 2014. № 1. С. 44—50.
6. Шахвердиев А.Х. Некоторые концептуальные аспекты системной оптимизации разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. 2017. № 2. С. 58—63.
7. Шахвердиев А.Х. Системная оптимизация нестационарного заводнения с целью повышения нефтеотдачи пластов // Нефтяное хозяйство. 2019. № 1. С. 44—50.
8. Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В., Полищук А.А., Вайнерман Б.П., Юнусов Р.Р., Денисов А.В. Актуализация геологической модели залежи с целью оптимизации заводнения при добыче остаточных запасов нефти застойных зон. Известия высших учебных заведений. Геология и разведка, том 63, №5, стр. 28-41, 2020, DOI:10.32454/0016-7762-2020-63-5-28-41
9. Шахвердиев А. Х., Арефьев С. В. Концепция мониторинга и оптимизации заводнения нефтяных пластов в условиях неустойчивости фронта

вытеснения. Нефтяное Хозяйство, 2021, N11, стр.104-109, DOI: 10.24887/0028-2448-2021-11-104-109

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

Шутко А.В.* (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, shutko.aleksandra.v@gmail.com), Машикова А.М. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, mashkovaam@mgri.ru),

Соловьев Н.В. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, solovyevnv@mgri.ru), Щербакова К.О. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, sherbakovak@mgri.ru), Овезов Б.А. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, ovezovba@mgri.ru)

Аннотация

На данный момент все чаще в обществе ведутся дискуссии по поводу глобального потепления и его последствий. Из-за этой проблемы было внедрено новое понятие – декарбонизация. Политика декарбонизации – политика, направленная на снижение эмиссии диоксида углерода при антропогенном воздействии на окружающую среду.

Пути снижения выброса углекислого газа у государств различаются, однако основной принцип у всех один. Примером может послужить разница между государствами ЕС и Российской Федерацией. Европейский союз преследовал идею, связанную с полным переходом на зелёную энергетику, отказом от традиционных источников энергии. Это повлекло за собой печальные последствия: первоначально, наступила нехватка ресурсов для промышленности, последующим негативным событием оказалась нехватка ресурсов для полноценного отопления населения. Причинами послужили непостоянность источников энергии и невозможность долгосрочного хранения энергии, выработанной благодаря альтернативным источникам.

Российская Федерация так же развивает политику декарбонизации, не отказываясь от традиционного топлива (в первую очередь газа). При нефтегазодобыче производятся мероприятия, предотвращающие активные выбросы [1].

Ключевые слова

Глобальное потепление, выбросы CO₂, утилизация, топливо, декарбонизация.

Теория

В связи с вышеперечисленными обстоятельствами предлагается установка, которая включает в себя систему искусственного фотосинтеза, по восстановлению CO₂ до CO под действием света и металлических катализаторов с выделением кислорода. Ключевым продуктом будет являться капсула, которая осуществляет процесс искусственного фотосинтеза на нефтегазодобывающих месторождениях. В изделие будет подаваться диоксид углерода, сепарируемый из попутного нефтяного газа, и капсула будет накапливать его в виде иона CO в анионообменной смоле (основной элемент мембраны).

Предполагается размещать капсулы, исходя из существующих технологий первичной переработки ПНГ. После проведения через систему сепарации и прохождения через компрессорные блоки, углекислый газ сжигают. Однако, предлагается рассмотреть вариант его переработки или утилизации.

Установка состоит из нескольких последовательно расположенных блоков, которые будут отвечать за определенный этап переработки попутного нефтяного газа.

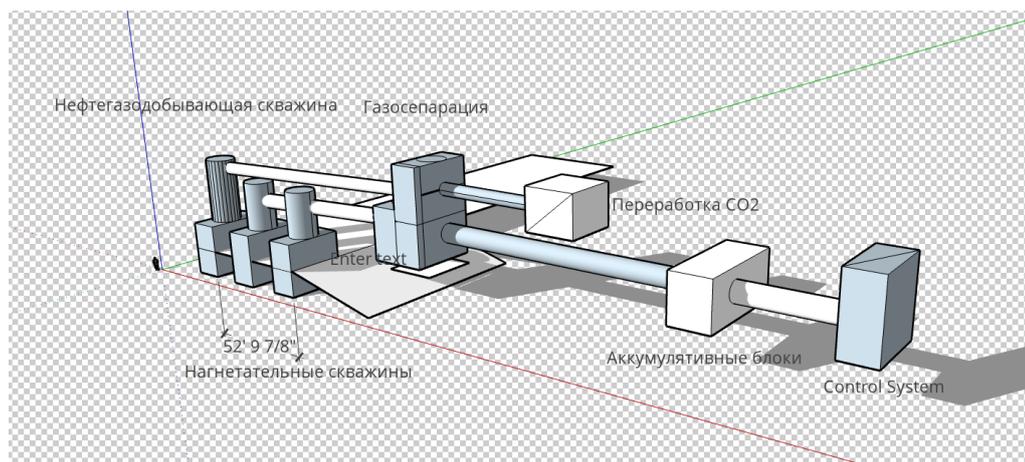


Рисунок 1. Система по переработке ПНГ

Первым этапом будет являться разделение ПНГ на базовые компоненты. Фракционирование ПНГ осуществляется на газовой установке путем нагрева смешанного потока и его обработки через серию мембранных установок. При фракционировании используются преимущества различных температур кипения различных мембран. Когда поток газа нагревается, самый легкий компонент газовой смеси (с самой низкой температурой кипения) сначала выкипает и отделяется. Верхний пар конденсируется, часть используется в качестве рефлюкса, а оставшаяся часть направляется на хранение продукта в отдельный блок, отвечающий за аккумуляцию ценных газовых составляющих. Более тяжелая жидкая смесь в нижней части первой колонны направляется далее, сквозь следующую мембрану, где процесс повторяется, и в качестве продукта отделяется другой компонент газовой смеси. Этот процесс повторяется до тех пор, пока ПНГ не будет разделен на отдельные компоненты и не распределен по местам хранения ценных углеводородов. Таким образом, сорбция углеводородов в полимерную матрицу направляется соотношением температур кипения отделяемых компонентов.

После разделения ПНГ на несколько составляющих, ценные компоненты отправляются на хранение в специально отведенные для этого блоки, а CO₂ направляется либо в нагнетательные скважины, где под идентичным пластовому давлением подается газ для повышения нефтеотдачи, либо направляется в блок по переработке углекислого газа и производству собственного биотоплива. Все напрямую зависит от геологических условий и нефтеотдачи пласта.

В случае, если закачка в нагнетательные скважины не требуется, диоксид углерода пропускают сквозь капсулу с мембраной и металлическими катализаторами.

Капсула имеет цилиндрическую форму, в нее внедрено несколько мембран, которые состоят из НФМ материала, анионообменной смолы и катализаторов. НФМ материал является связующим и вмещающим материалом. Помимо вышеперечисленных компонентов для направления и ускорения реакции требуется постоянная подача воды для смачивания мембраны.

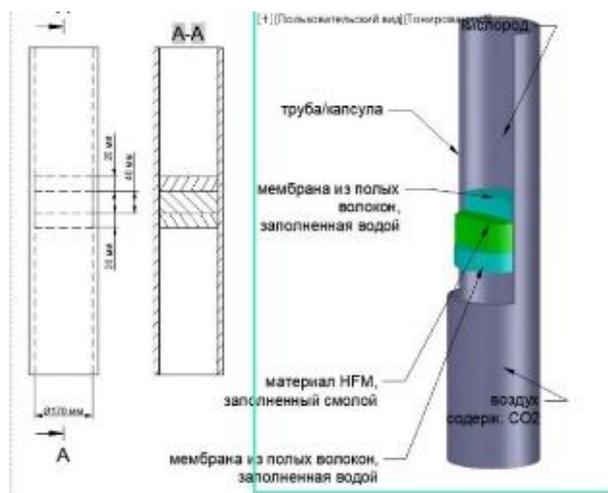


Рисунок 2. Капсула по переработке CO₂

Основные технические параметры, определяющие количественные, качественные и стоимостные характеристики продукции (в сопоставлении с существующими аналогами, в т.ч. мировыми):

Специальная мембрана из анионообменной смолы, которая при смачивании будет подавать CO₂ в сторону реакции и превращать CO₂ в CO.

Основные технические характеристики разработки:

1. Ожидаемый КПД процесса искусственного фотосинтеза - 14%.
2. Переработка CO₂ в сутки - 0,4 т.
3. Эффективность в 5 раз выше, чем фотосинтез растений.
4. Снижение концентрации CO₂ в сутки на 10% на территории в радиусе 100 метров

при площадных условиях размером 1,7×0,2 метра.

При этом, принимая форму капсулы, мембрана будет оснащена необходимым количеством металлических катализаторов, ускоряющих реакцию, доводя реакцию до

частоты оборота 58,3 в секунду. Катализаторы должны быть в виде сплава из следующих металлов: молибден, вольфрам, ванадий, ниобий и тантал - вместе с серой в качестве халькогена.

В системе присутствует блок с контролирующей системой. При повышении концентрации природного или угарного газа до уровня порога соответствующий сигнализатор загазованности выдает световой и звуковой сигналы и электрический сигнал в линию связи. В системах САКЗ-МК-2, САКЗ-МК-3 этот сигнал через цепочку сигнализаторов поступает на блок сигнализации и управления БСУ или БСУ-К, который также осуществляет световую индикацию (БСУ-К включает звуковую сигнализацию), срабатывает сигнализация порога, по этому сигналу БСУ (в модификации

Для каждого газа подбираются свои датчики. Данная система поможет контролировать степень заполненности аккумулятивных блоков, степень изношенности анионообменных мембран, так же сможет определять уровень содержания газов в системе.

Выводы

Исходя из всей статьи, стоит понимать, что проблема экологии будет затрагивать наше общество еще огромное количество лет. При этом, стоит отметить, что проблемы и их последствия, которые могут стать необратимыми, необходимо решать уже сейчас. Данная разработка нацелена на сдерживание и сохранение современной экологической ситуации и является довольно актуальной и важной не только в нефтегазовой сфере. Технологию переработки углекислого газа в последующем будет возможно применять повсеместно.

Библиография

1. Меры по борьбе с изменением климата [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/ru/climate-change/>, свободный (дата обращения: 12.01.2022)
2. Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и/или рассеивании попутного нефтяного газа: постановление Правительства Рос. Федерации от 8 ноября 2012 г. № 1148 // Собр. законодательства Рос. Федерации. – 2012. – № 1148. – Ст. 16.3. п. 13.
3. Росэкспертиза Проблемы использования попутного нефтяного газа в России [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://rostehexpertiza.ru/analytics/png/>, свободный (дата обращения: 02.02.2022)
4. Сведения о загрязнении атмосферы [Электронный ресурс] // Global Carbon Atlas – Режим доступа: <http://www.globalcarbonatlas.org/ru/CO2-emissions>, свободный (дата обращения: 03.01.2022)

5. Сланцевые углеводороды, технологии добычи, экологические угрозы", В.В. Тетельмин, В.А.Язев, А.А. Соловьев, Долгопрудный: Издательский Дом "ИНТЕЛЛЕКТ", 2014. - 296 с.Глава 9 п. 9.6 на стр.256

References

1. Меры по борьбе с изменением климата. URL: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/ru/climate-change/>
2. Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и/или рассеивании попутного нефтяного газа: постановление Правительства Рос. Федерации от 8 ноября 2012 г. № 1148 // Собр. законодательства Рос. Федерации. – 2012. – № 1148. – Ст. 16.3. п. 13.
3. Росэкспертиза. Проблемы использования попутного нефтяного газа в России. URL: <http://rostehexpertiza.ru/analytics/png/>
4. Сведения о загрязнении атмосферы // Global Carbon Atlas. URL: <http://www.globalcarbonatlas.org/ru/CO2-emissions>
5. Тетельмин В.В., Язев В.А., Соловьев А.А. Сланцевые углеводороды, технологии добычи, экологические угрозы // Издательский Дом "ИНТЕЛЛЕКТ". 2014. - 296 с.Глава 9 п. 9.6 на стр.256

Секция «Инженерная Геология»

Перспективы развития мониторинга опасных экзогенных геологических процессов на территории Центрального федерального округа
*Анненкова Н.П. * (ФГБУ «Гидроспецгеология», 123060, г. Москва, ул. Маршала Рыбалко, д. 4, Annenkova.nadya2018@yandex.ru),*
Коломыйцева К.А. (ФГБУ «Гидроспецгеология», 123060, г. Москва, ул. Маршала Рыбалко, д. 4, kolomytseva96@mail.ru)

Аннотация

В данном докладе представлена характеристика современного состояния системы государственного мониторинга состояния недр опасных экзогенных геологических процессов на территории Центрального федерального округа, рассмотрены перспективы развития мониторинга с учетом сбора, обработки и анализа полученной информации по результатам наблюдения на пунктах государственной опорной наблюдательной сети, в том числе с применением новых методов обследования.

Ключевые слова

Мониторинг, опасные экзогенные геологические процессы, государственная опорная наблюдательная сеть, дежурные обследования.

Теория

Географически территория Центрального федерального округа (далее ЦФО) занимает центральную часть Восточно-Европейской равнины, рельеф которой в большей степени сформирован в четвертичное время. Основной характер рельефа определили материковые оледенения, которые многократно покрывали территорию центральных областей округа и сформировали её современную поверхность.

ЦФО включает в себя 18 субъектов Российской Федерации (Белгородская область, Брянская область, Владимирская область, Воронежская область, Ивановская область, Калужская область, Костромская область, Курская область, Липецкая область, Московская область, Орловская область, Рязанская область, Смоленская область, Тамбовская область, Тверская область, Тульская область, Ярославская область и г. Москва).

По территории округа протекают реки, принадлежащие бассейнам Каспийского, Балтийского, Черного и Азовского морей. Самые крупные из них это: Волга, Дон, Унжа, Ока, Днепр и Москва, водоразделы которых приурочены к Средне-Русской и Валдайской возвышенностям. Абсолютные отметки глубин врезов бассейнов главных рек (65-200 м) предопределили достаточно большую амплитуду относительных превышений водоразделов над долинами (до 200 м).

Совокупность природных (геологических, геоморфологических, гидрологических и климатических) условий территории ЦФО определила парагенетический набор основных развивающихся опасных экзогенных геологических процессов (далее ЭГП). Значительная расчленённость рельефа и наличие достаточно крутых и высоких склонов, сложенных глинистыми отложениями, привели к развитию на них оползневой процесса и овражной эрозии в центральной и южной частях территории округа (рисунок 1).

Сравнительно неглубокое залегание карстующихся карбонатных пород обусловило развитие карстово-суффозионных форм в центральной и южной части территории ЦФО (рисунок 2). Так, сочетание избыточного увлажнения и наличия водоупорных отложений (в большинстве случаев моренных суглинков) в верхней части разреза обусловило широкое развитие процесса заболачивания в северной части территории округа.

Оползневой процесс – геологический процесс образования оползня, проявляющийся в вертикальном и горизонтальном смещениях масс горных пород вследствие нарушения их равновесия и устойчивости, разрушения склонов и откосов, изменения их очертаний, рельефа и внутреннего строения оползневых накоплений [3].

Карстово-суффозионный процесс – геологический процесс растворения и выщелачивания практически растворимых пород: карбонатных, сульфатных, каменной и калийной солей [3].

В крупных населенных пунктах, на участках горнодобывающих предприятий и в районах с интенсивной хозяйственной деятельностью на развитие различных типов опасных ЭГП, помимо природных факторов, большее влияние оказывают техногенные факторы [2].

В сочетании с климатическими факторами на территории ЦФО развиваются процессы, спровоцированные хозяйственной деятельностью человека – подтопление, плоскостная эрозия и провалы над шахтными полями [1].

Населённым пунктам и хозяйственным объектам на территории ЦФО наибольший ущерб наносят такие типы опасных ЭГП, как оползневой и карстово-суффозионные процессы, в меньшей степени - процессы овражной эрозии и заболачивания.

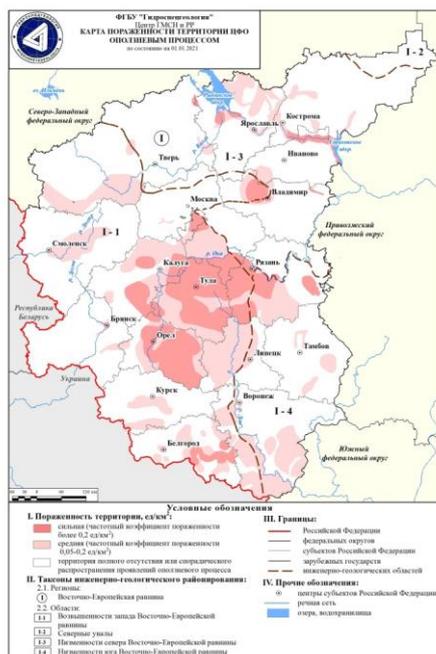


Рисунок 1. Карта поражённости территории ЦФО оползневым процессом



Рисунок 2. Карта поражённости территории ЦФО карсто-суффозионным процессом

система регулярных наблюдений, сбора, накопления, обработки, анализа и представления информации о развитии опасных ЭГП на территории ЦФО представляет собой государственный мониторинг состояния недр (далее ГМСН).

Наблюдения за опасными ЭГП на территории ЦФО проводятся на 152 пунктах государственной опорной наблюдательной сети (далее ГОНС). Обследования осуществляются на территориях всех субъектов ЦФО. Оценка воздействия опасных ЭГП на населенные пункты, природоохранные, хозяйственные, исторические объекты и земли различного назначения проводится по результатам дежурных обследований пунктов ГОНС. Кроме того, выполняются плановые и оперативные инженерно-геологические обследования участков активизации проявлений опасных процессов.

По результатам полевых работ осуществляется анализ, обработка и систематизация полученной информации, для последующей оценки состояния геологической среды и активности опасных ЭГП под воздействием природно-техногенных факторов, а также прогнозирования тенденций развития опасных процессов.

Основной целью работ по ведению ГМСН является информационное обеспечение органов государственной власти Российской Федерации и субъектов Российской Федерации для рационального и безопасного использования недр.

Перспективы развития мониторинга опасных ЭГП по ЦФО направлены на повышение качества получаемой информации от наблюдений за опасными ЭГП.

Для перспективного развития мониторинга опасных ЭГП рассматривается использование аэровизуальных методов обследования (беспилотных летающих аппаратов), применение которых позволит проводить наблюдения в труднодоступных участках, и охватить большую площадь в сравнении с пешими маршрутами. Кроме этого, рассматривается возможность применения методов дистанционного зондирования земной поверхности для увеличения объема данных в целях повышения качества оценки поражённости территории ЦФО такими процессами как, оползневой процесс, овражная

эрозия и карстово-суффозионные процессы.

Выводы

Государственный мониторинг состояния недр по территории ЦФО предназначен для выявления, учета, оценки состояния опасных ЭГП и прогнозирования развития этих процессов, с целью своевременного информирования органов исполнительной власти об их активизации, для принятия управленческих решений и предупреждения чрезвычайных ситуаций.

Применение методов аэровизуального обследования территории позволит успешно решать задачи мониторинга, а именно получение более достоверной и качественной информации, которая является основой для оценки состояния геологической среды и активности опасных ЭГП, прогнозирования тенденций развития опасных ЭГП и обнаружения «новых» проявлений процессов на территории ЦФО.

Благодарность

Благодарность выражается специалистам отдела ГМСН по ЦФО Центра ГМСН и региональных работ «Гидроспецгеология».

Библиография

1. Бондарик Г.К., Пендин В.В., Ярг Л.А., Инженерная геодинамика. – М.: КДУ, 2007 г.-440 с.
2. Информационные бюллетени о состоянии недр на территории Центрального Федерального округа в 2016 -2020 гг. Вып. 21-26.
3. Ломтадзе В.Д., Словарь по инженерной геологии. – Санкт-Петербургский горный институт. СПб, 1999. 360 с.

Изменения в нормативно-технической документации при определении характеристик деформируемости методом компрессионного сжатия

Докладчик: Вовкогон А.И. (ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе» (МГРИ), e-mail: Vovkogon-2001@mail.ru)

Аннотация.

В работе рассмотрены и сопоставлены два документа ГОСТ 12248.4-2020 и ГОСТ 12248-2010. Выявлены изменения в определении основных характеристик и обработке полученных результатов. Сделан вывод о значении изменений.

Ключевые слова

Компрессионное сжатие, модуль деформации, консолидационные испытания, коэффициент сжимаемости, относительная вертикальная деформация.

Теория

Первые изменения, касаются внешнего вида – выделение каждого метода определения характеристик прочности и деформируемости полускальных и дисперсных пород в отдельные документы:

-ГОСТ 12248.1-2020 «Грунты. Определение характеристик прочности методом одноплоскостного среза»;

-ГОСТ 12248.2-2020 «Грунты. Определение характеристик прочности методом одноосного сжатия»;

-ГОСТ 12248.3-2020 «Грунты. Определение характеристик прочности и деформируемости методом трехосного сжатия»;

-ГОСТ 12248.4-2020 «Грунты. Определение характеристик деформируемости методом компрессионного сжатия»;

-ГОСТ 12248.5-2020 «Грунты. Метод суффозионного сжатия»;

-ГОСТ 12248.6-2020 «Грунты. Метод определения набухания и усадки».¹

В пункте «Сущность метода» изменены основные определяемые характеристики: ГОСТ 12248-2010: «Испытания грунта методом компрессионного сжатия проводят для определения ... модулей деформации E_{oed} и E_k для ветвей первичного и повторного нагружения...». ГОСТ 12248.4-2020: «Компрессионные испытания проводят для определения ... секущего одометрического модуля деформации E_{oed} , касательного одометрического модуля деформации E_{eod}^k , модуля повторного нагружения E_{ur} ...».

В пункте «Оборудование и приборы» было убрано два подпункта о том, что конструкция компрессионного прибора должна обеспечивать подачу воды к образцу снизу с отводом и постоянство давлений на каждой ступени.²

¹ До этого все методы были объединены в единый документ ГОСТ 12248-2010, включающий также методы определения характеристик прочности и деформируемости мерзлых грунтов.

² ГОСТ 12248-2010 пункт 5.4.2.2

В пункте «Подготовка к испытанию» убрано два уточнения:

- 1) При односторонней фильтрации прибегают к использованию водонепроницаемой прокладки³
- 2) Для быстроты водонасыщения в специальном устройстве поддерживают уровень воды, превышающий верхнюю поверхность образца примерно на его высоту. Водонасыщение могут проводить до испытания в специальной вакуумной камере, заполненной водой, затем образец помещают в компрессионный прибор.»⁴

В пункте «Проведение компрессионных испытаний» в примечании к подпункту 8.1 выделен метод МРН (метод релаксации напряжений), который также допускает проведение компрессионных испытаний. В подпункт 8.2 добавлено уточнение к примечанию: «...2. Ступени давления образцов крупнообломочных грунтов принимаются по составу заполнителя». В подпункте 8.4 изменены интервалы между ступенями, добавлен интервал 0,1 мин. Полностью убран пункт 5.4.4.3 гласящий о том, что, при испытании глинистых и органо-минеральных грунтов ненарушенного сложения для определения их структурной прочности на сжатие ρ_{str} первую и последующие ступени давления принимают равными 0,0025 МПа до момента начала сжатия образца, наступление сжатия следует считать при относительной вертикальной деформации образца $\varepsilon > 0,005$, а при дальнейшем нагружении за очередную ступень давления принимают ближайшее большее значение, для водонасыщенных глинистых и органо-минеральных грунтов при определении ρ_{str} следует учитывать их возможное частичное разуплотнение после отбора и подъема образца на поверхность, вычисляя относительное разуплотнение ε_ρ по формуле:

$$\varepsilon_\rho = \frac{e_0(1-S_r)}{1-e_0} \cdot 5$$

Определение модуля деформации повторного нагружения в ГОСТе 12248.4-2020 является обязательным пунктом, по сравнению с ГОСТ 12248-2010, где это процедура выполняется только по специальному заданию.

Из-за поправок, связанных с изменением характеристик в пункте «Обработка результатов» также имеются некоторые корректировки. Уменьшена точность для вычисления одометрического модуля деформации до 1,0 МПа. Полностью убраны вычисления модуля деформации по данным компрессионных испытаний. Но добавлены пункты для вычисления касательного одометрического модуля деформации, модуля повторного нагружения и коэффициента анизотропии:

- 1) «10.5 Касательный одометрический модуль деформации E_{oed}^k определяют ... по формуле

$$E_{oed}^k = \frac{\sigma_{zg}}{(\varepsilon_{zg} - \varepsilon_A)}$$

где σ_{zg} — вертикальное эффективное напряжение от собственного веса грунта. МПа;

ε_A — относительная деформация, соответствующая точке пересечения касательной к компрессионной кривой в точке А с осью ε ;

³ ГОСТ 12248-2010 пункт 5.4.3.2

⁴ ГОСТ 12248-2010 пункт 5.4.3.4

⁵ ГОСТ 12248-2010 пункт 5.4.4.3

ε_{zg} — относительная деформация, соответствующая вертикальному эффективному напряжению от собственного веса грунта σ_{zg} »

2) «10.6 Определение модуля повторного нагружения E_{ur} определяется из графика зависимости $\varepsilon_1 = f(\sigma_1) \dots$ по формуле

$$E_{ur} = \frac{\sigma'_{1B}}{(\varepsilon_{1B} - \varepsilon_{1A})}$$

где σ'_{1B} — вертикальное эффективное напряжение, соответствующее точке пересечения кривых разгрузки и повторного нагружения;

ε_{1A} — деформация, соответствующая максимальной разгрузке образца;

ε_{1B} — деформация, соответствующая точке пересечения ветви кривых разгрузки и повторного нагружения.»

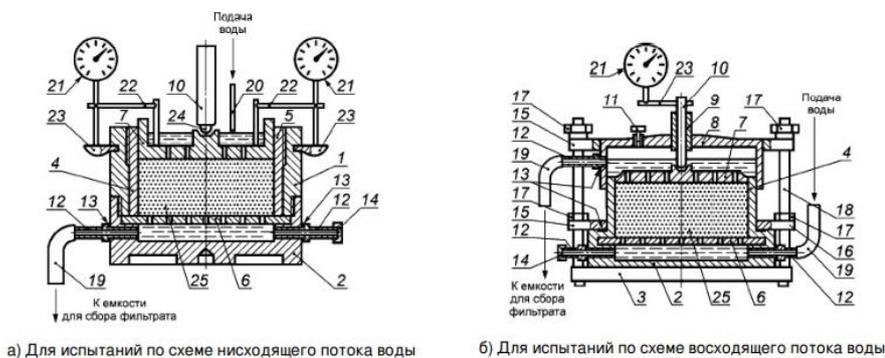
3) «10.7 Коэффициент анизотропии K_a определяется по формуле

$$K_a = \frac{E_{oed}}{E_{oedH}}$$

где E_{oed} — одометрический модуль деформации грунта, определяемый по результатам испытания образца, вырезанного в вертикальном направлении, МПа;

E_{oedH} — одометрический модуль деформации грунта, определяемый по результатам испытания образца, вырезанного в горизонтальном направлении, МПа».

Из раздела «Приложения» полностью убраны схемы компрессионно-фильтрационных приборов и оформление результатов испытаний засоленного грунта (рисунки 1, 2).



1 - корпус; 2 - поддон корпуса; 3 - основание корпуса; 4 - рабочее кольцо; 5 - направляющее кольцо; 6 - перфорированный вкладыш; 7 - перфорированный штамп; 8 - крышка; 9 - втулка; 10 - шток; 11 - спускная пробка; 12 - штуцер; 13 - резиновая прокладка; 14 - заглушка; 15 - верхнее прижимное кольцо; 16 - нижнее прижимное кольцо; 17 - гайка; 18 - стойка; 19 - шланг; 20 - стеклянная трубка; 21 - индикатор; 22 - держатель индикатора; 23 - опорная пятка индикатора; 24 - шарик; 25 - образец грунта

Рисунок 1. Принципиальные схемы компрессионно-фильтрационных приборов.

График 1 $\varepsilon = f(p)$ (по схеме "одной кривой")

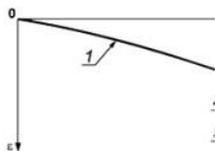
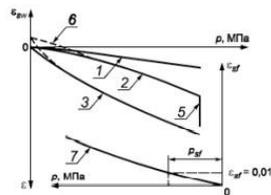
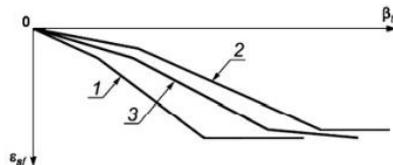


График 2 $\varepsilon = f(p)$ (по схеме "трех кривых")



1, 2, 3 - относительное сжатие ε грунта природной влажности в водонасыщенном состоянии и выщелоченного без нагрузки в зависимости от давления соответственно; относительное сжатие грунта в результате замачивания (относительная просадка при заданном давлении P); 5 - относительное суффозионное сжатие грунта; 6 - деформация грунта при набухании в зависимости от относительного суффозионного сжатия ε_{sf} от давления (P_{sf} - на давление суффозионного сжатия)

График 3 $\varepsilon_{sf} = f(\beta_t)$



1 - зависимость относительного суффозионного сжатия от степени выщелачивания солей, получаемая в процессе проведения испытания при $D > D_0$; 2 - то же при $D < D_0$; 3 - откорректированная зависимость

Рисунок 3. Образец графического оформления результатов испытания засоленного грунта в компрессионно-фильтрационном приборе.

Выводы.

На основании вышеизложенного можно сделать вывод о том, что важнейшей поправкой стало изменение определяемых характеристик, что повлекло за собой изменения в обработке результата и получения данных.

Библиография

1. ГОСТ 12248-2010 Методы лабораторного определения характеристик прочности и деформируемости;
2. ГОСТ 12248.4-2020 Грунты. Определение характеристик деформируемости методом компрессионного сжатия.

***Сравнительный анализ нормативно-технических документов по
испытаниям мерзлых грунтов методами шарикового штампа и одноплоскостного
среза по поверхности смерзания***

Голубкова Я.А.* (МГРИ, [yana.golubkova.00@inbox.ru](mailto: yana.golubkova.00@inbox.ru))

Аннотация

В тезисах рассматривается сравнительный анализ подглав 6.1 и 6.2 утратившего силу ГОСТа 12248-2010 и вновь введенных ГОСТов 12248.7 и 12248.8 за 2020 гг. для испытаний мерзлых грунтов методами шарикового штампа и одноплоскостного среза по поверхности смерзания. При анализе выявлены изменения в проведении испытаний, оборудовании, подготовке образцов, обработке результатов, оценено изменение методик выполнения испытаний.

Ключевые слова

Обновленный ГОСТ, изменение методики испытаний, мерзлые грунты, метод шарикового штампа, поверхность смерзания.

Теория

Государственные стандарты в области испытаний грунтов – неотъемлемая часть инженерных изысканий для строительства. Именно современные технические регламенты и определенные на их основе качественные исходные лабораторные исследования состава, строения и физико-механических свойств грунтов являются той первичной основой, на которой держится правильный выбор основания для проектируемого объекта. Анализ состояния дел в этой сфере показывает, что осмысленной концепции развития всего корпуса нормативных документов (с учетом его расширения, ввода новых и актуализации существующих) не просматривается, ибо она возможна только при целостном рассмотрении всей отрасли инженерных изысканий. А сегодня взаимодействие производственных организаций и разработчиков технических документов полностью отсутствует [4].

Изменение ГОСТов приводит к актуализации инженерно-геологических отчетов, внедрению новой методики выполнения лабораторных испытаний грунтов на предприятии, что влияет на изменение результатов испытаний относительно старого ГОСТа.

На сегодняшний день действующие нормативные документы по-разному регламентируют необходимое количество испытаний грунтов [5].

Частое обновление ГОСТов, их разделение на несколько новых приводит к путанице в выборе источников при составлении отчетов, тем самым усложняя и увеличивая время их написания.

Мной изучены подглавы 6.1 и 6.2 ГОСТа 12248-2010, и ГОСТы 12248.7-2020 и 12248.8-2020 для выявления изменений и дополнений.

«Метод испытания шариковым штампом».

При рассмотрении выявлены следующие изменения:

1. Удалено описание грунтов, для которых применяется данный метод.
2. Изменена температура проведения испытаний для незасоленных грунтов, начиная с $T_{bf+(-0,5)}$ °С в старом ГОСТе до температуры начала испытаний $T_{bf+(-0,3)}$ в новом, где T_{bf} – температура начала замерзания грунта. Нижние границы проведения испытаний удалены.
3. Природная льдистость как условие для образцов заменилось на естественную плотность образца, а толщина прослоек льда в нем изменилась с максимальной 2 мм на максимально возможную 0,1 д.е. от высоты образца.
4. Вместо ссылки на ГОСТ 30416 для увеличения диаметра штампа и колец в случае большей льдистости введены параметры образцов как цилиндра с диаметром и высотой не менее 70 мм и 35 мм соответственно.

Из оборудования исключен плоский штамп для предварительного обжатия образца грунта. При этом введено примечание о возможности использования других установок, в частности прибор с прямым одноштоковым нагружением.

Также в новом ГОСТе представлен состав комплекта для подготовки образцов к испытаниям и представлена ссылка на ГОСТ 30416 для погрешностей измерений.

Значительные изменения коснулись подготовки образца к испытанию:

1. Введены требования для помещений, в которых проводится подготовка образцов.
2. Удалена информация о предварительном обжатии образца плоским штампом.
3. В новом документе тщательно расписан процесс вырезания рабочего кольца.
4. Введены требования определения криогенной структуры и льдистости образца.

В проведении испытаний произведены следующие поправки:

1. Количество длительных опытов из каждой серии заменено с 1-4 на не менее двух.
2. Удален пункт о фиксировании глубины погружения штампа и температуры в процессе испытания.
3. Изменено расстояние между отпечатками штампа для возможности проведения повторного испытания на одном образце с половины диаметра штампа на не менее 15 мм.

Обработка результатов также претерпела следующие изменения:

1. В формуле нахождения эквивалентного сцепления c_{eq} изменено значение при безразмерном коэффициенте и само его обозначение с 0,06 k на 0,6 Kп.
2. Удалено значение безразмерного коэффициента k при ускоренном режиме.

«Метод одноплоскостного среза по поверхности смерзания».

При рассмотрении выявлены следующие изменения:

1. Удалено описание грунтов, для которых применяется данный метод.
2. Удалены подпункты 6.2.1.2 и 6.2.1.3, в которых описывались предельно длительные значения сопротивления и методы их получения.
3. Подкорректировались параметры испытуемого образца. Требования к высоте образца изменились с 1/2 до 1/3 на высоту не менее 1/3 диаметра, а образец материала из равного диаметру образца стал не менее, чем диаметр образца.

4. Введена температура проведения испытаний для незасоленных грунтов от $T_{bf} + (-0,3)$ и ниже и для засоленных грунтов – от $T_{bf} + (-1,0)$ и ниже, где T_{bf} – температура начала замерзания грунта.

В оборудовании и приборах произошли следующие изменения:

1. В составе установки изменено требование для минимальной возможной удельной срезающей нагрузки для длительных и кратковременных опытов на не меньшее, чем 1,5 МПа.

2. Добавлено примечание о возможности применения других установок, позволяющих производить испытания.

3. Введен перечень комплекта оборудования для подготовки образцов к испытаниям.

4. Также введена ссылка на ГОСТ 30416 для требований к погрешностям измерений.

5. Введено требование к толщине стенок колец из органического стекла – не менее 20 мм.

Расписана подготовка к испытанию, а именно: изготовление образца грунта и изготовление образца материала. Пункт 6.2.3.3 старого ГОСТа перенесен в новом в следующий раздел «Проведение испытаний».

В проведении испытаний изменения коснулись следующего:

1. Добавлена информация о том, что испытания для нахождения угла внутреннего трения и удельного сцепления проводят при трех значениях нормального давления, одно из которых равно природному.

2. Добавлено примечание: значение условно-мгновенного сопротивления срезу используется только для оценки величины давления на ступенях нагружения при проведении длительных испытаний.

3. В пояснениях к формулам нахождения Q_1 и ΔQ изменена характеристика τ_1 из касательного напряжения на срезающее давление, и $\Delta\tau$ из приращения касательного напряжения на приращение срезающего давления.

4. В таблице значений касательного напряжения в Примечаниях при наблюдении незатухающей ползучести изменено уменьшение значений τ_1 с двух раз на уменьшение с учетом того, что количество ступеней со стабилизацией деформации должно быть не менее трех.

5. Добавлено подробное описание времени снятия показаний приборов и критерий возможности приложения очередной ступени.

6. Удален подпункт об отборе пробы для влажности из зоны среза.

Обработка результатов подкорректирована следующим образом:

1. Появилось развернутое описание вариантов полученных логарифмических графиков.

2. Предоставлены формулы для расчета угла внутреннего трения φ и удельного сцепления C .

3. Удалена информация о введении поправки на трение в срезном приборе по заранее построенной тарировочной кривой.

Обсуждение результатов

Результаты являются правдивыми, получены на основе обработки прямой информации печатных источников.

Выводы

На основе результатов сравнения старого и двух новых ГОСТов можно сделать вывод о том, что произошли значительные изменения, которые необходимо учитывать при проведении испытаний и расчетов на производственных предприятиях.

Библиография

1. ГОСТ 12248-2010 Грунты. Методы лабораторного определения характеристик прочности и деформируемости.
2. ГОСТ 12248.7-2020 Грунты. Определение характеристик прочности и деформируемости мерзлых грунтов методом испытания шариковым штампом.
3. ГОСТ 12248.8-2020 Грунты. Определение характеристик прочности мерзлых грунтов методом среза по поверхности смерзания.
4. Инженерные изыскания в строительстве. Материалы Одиннадцатой Общероссийской конференции изыскательских организаций. М.: Издательство «Академическая наука», ООО «Геомаркетинг». 2015. 300 с.
5. <https://gge.ru> Главгосэкспертиза России. Главгосэкспертиза отвечает изыскателям

*Анализ устойчивости склона центральной части Воробьёвых гор при
различной интерпретации данных инженерно-геологических исследований*

Громова Е.А. (МГРИ, gromovaelena101@gmail.com),*

Буфеев Ф.К. (МГРИ, fbufeev@mail.ru)

Аннотация

Работа посвящена анализу влияния различной интерпретации данных, полученных при проведении инженерно-геологических исследований, на результаты расчёта устойчивости склона. Для анализа была выбрана территория природного заказника Воробьёвы горы, так как она является наиболее изученной с точки зрения геологического строения, и на протяжении длительного времени на ней осуществляется мониторинг оползневой процесса.

Ключевые слова

Устойчивость склона, оползень, Воробьёвы горы, мониторинг

Теория

Одним из наиболее посещаемых мест на территории Москвы является природный заказник Воробьёвы горы. Территория заказника располагается в Западном и Юго-Западном административных округах города Москвы, между улицей Косыгина и Воробьевской набережной от устья р. Сетунь до Андреевского монастыря. Участок исследования представляет собой залесённый оползневой склон на правом берегу реки Москвы.

Воробьёвы горы получили в XIV веке по имени располагавшегося на их вершине села Воробьёва, на месте которого в XV веке была построена загородная резиденция Великого князя Василия II Тёмного. В XVII в. в восточной части склона на берегу р. Москвы был построен Андреевский монастырь. С Воробьёвыми горами связаны события Отечественной войны 1812 года – перед советом в Филях фельдмаршал М.И. Кутузов молился в храме Живоначальной Троицы, который и по сей день стоит у бровки склона, затем в Московском пожаре сгорел царский дворец. После окончания войны площадкой для строительства храма Христа Спасителя в честь победы над Наполеоном была выбрана самая высокая точка – Воробьёвы горы. Однако, активизация оползневой процесса, в результате которой часть строительных материалов была утрачена, вынудила выбрать более благоприятное место, где он сейчас и стоит.

В период с 1949 по 1953 гг. на территории Воробьёвых были построены учебные корпуса МГУ им. М.В. Ломоносова. Первоначальным проектом Б. Иофана предполагалось размещение главного здания у бровки склона, однако возможность активного развития оползневой процесса вынудила изменить проект и перенести строительную площадку на 700 метров вглубь склона.

В 1950-е годы на Воробьёвых горах были построены Большой горнолыжный трамплин, метромост и эскалаторная галерея, а также набережная. После строительства набережной проявления оползневой процесса стали наблюдаться значительно реже,

однако процесс продолжал развиваться, в результате чего эскалаторная галерея пришла в аварийное состояние уже в 1983 году и была закрыта.

Изучение природных условий территории Воробьёвых гор ведётся с XIX века и особое внимание всегда уделялось оползневому процессу. Фишер Вальгейм ещё в 1837 г. в своём труде «Ориктография Московской губернии» говорил о нарушенном залегании пород в районе Воробьёвых гор. На протяжении XX века в разные годы исследованиями занимались видные учёные – А.В. Попов, С.Н. Яковлев, Д.Д. Беляев, Б.М. Даньшин, И.В. Чуринов В.В. Кюнтцель, Е.П. Емельянова и многие другие. В 1954 году при Московской гидрогеологической станции министерства геологии СССР была организована Оползневая партия, реорганизованная в 1959 году в Московскую оползневую станцию. [4]

Большое количество организаций в разные годы проводили инженерно-геологические изыскания на всей территории Воробьёвых гор. В результате чего, к настоящему времени накоплен значительный объём материалов исследований (на настоящий момент количество пробуренных скважин превышает 4000).

В тектоническом отношении территория Воробьёвых гор располагается на юго-восточной оконечности Теплостанской возвышенности. В геологическом строении принимают участие современные техногенные накопления, четвертичные пролювиальные, аллювиальные, флювиогляциальные и собственно ледниковые отложения, которые подстилаются породами нижнего мела, преимущественно песчаного состава. Нижнемеловые отложения залегают на глинистых породах верхней и средней юры, которые в свою очередь подстилаются каменноугольными известняками.

Современный рельеф Воробьёвых гор сформировался в результате сложного парагенеза экзогенных геологических процессов, в первую очередь – речной и овражной эрозии, а также оползневого процесса. В результате строительства набережной протекание процесса речной эрозии было минимизировано.

По механизму протекания на склоне Воробьёвых гор выделяются оползни выдавливания, оползни скольжения и оползни течения. При развитии оползней выдавливания под воздействием давления грунтов в верхней части склона глинистые грунты в основании склона испытывают пластические деформации, что приводит к образованию и движению оползневого тела. Наиболее масштабные оползневые блоки, возникшие по механизму выдавливания, осложнены менее крупными оползнями скольжения и течения, образование которых связано с избыточным увлажнением в периоды таяния снегов и обильного выпадения осадков, а также хозяйственной деятельностью человека.

Геологическая служба ГПБУ «Мосэкомониторинг» проводит мониторинг развития оползневого процесса на территории Воробьёвых гор. По результатам измерений за период с 2008 по 2020 гг. были составлены карты горизонтальных и вертикальных смещений приповерхностной зоны грунтов на оползневом участке Воробьёвы горы (Рисунки 1, 2). Анализ результатов имеющихся данных геодезического мониторинга за период с 2019 г. по 2020 г. показывает, что на участке средняя скорость плановых смещений практически совпадает со среднемноголетним значением за 12-летний период – 3,8 мм/год и 3,5 мм/год соответственно. Скорость смещения грунтовых реперов в

пределах склона распределяется неравномерно. Выделяются три зоны (западная, центральная и восточная), характер смещений которых несколько отличается.

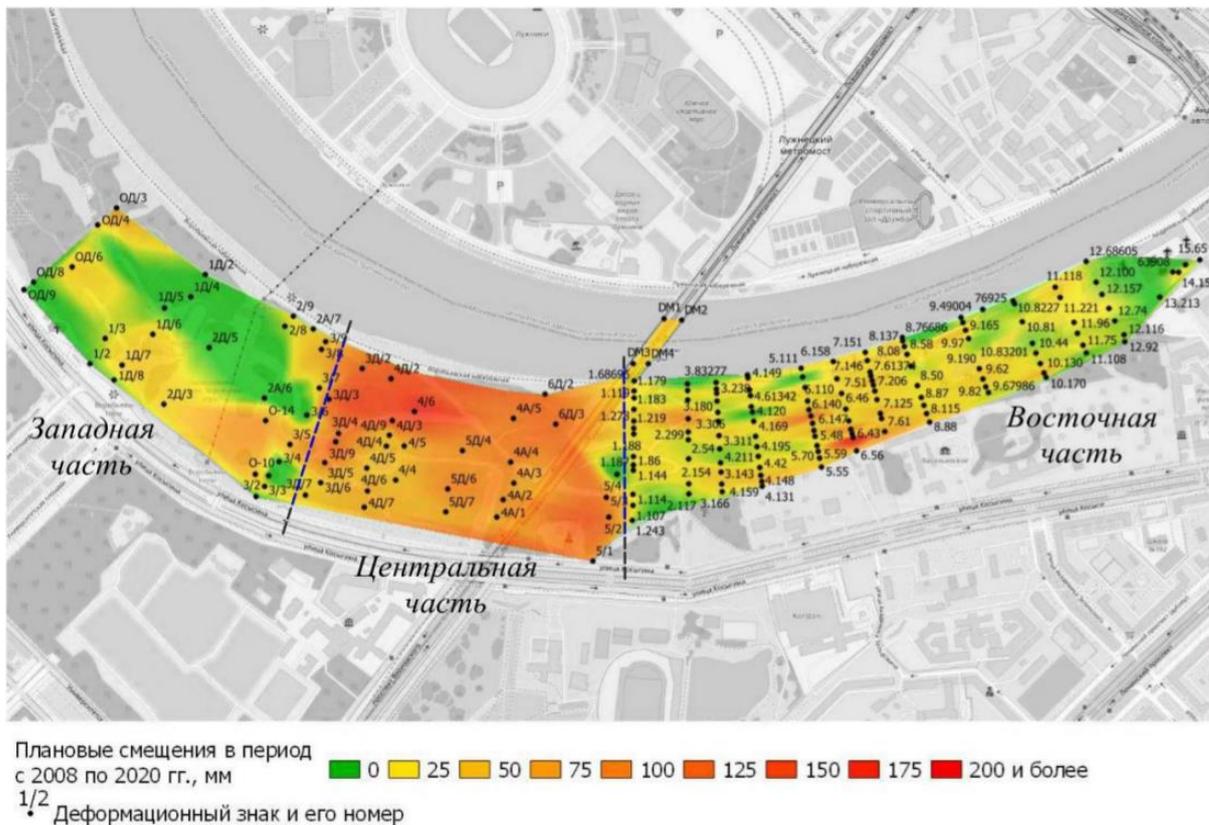
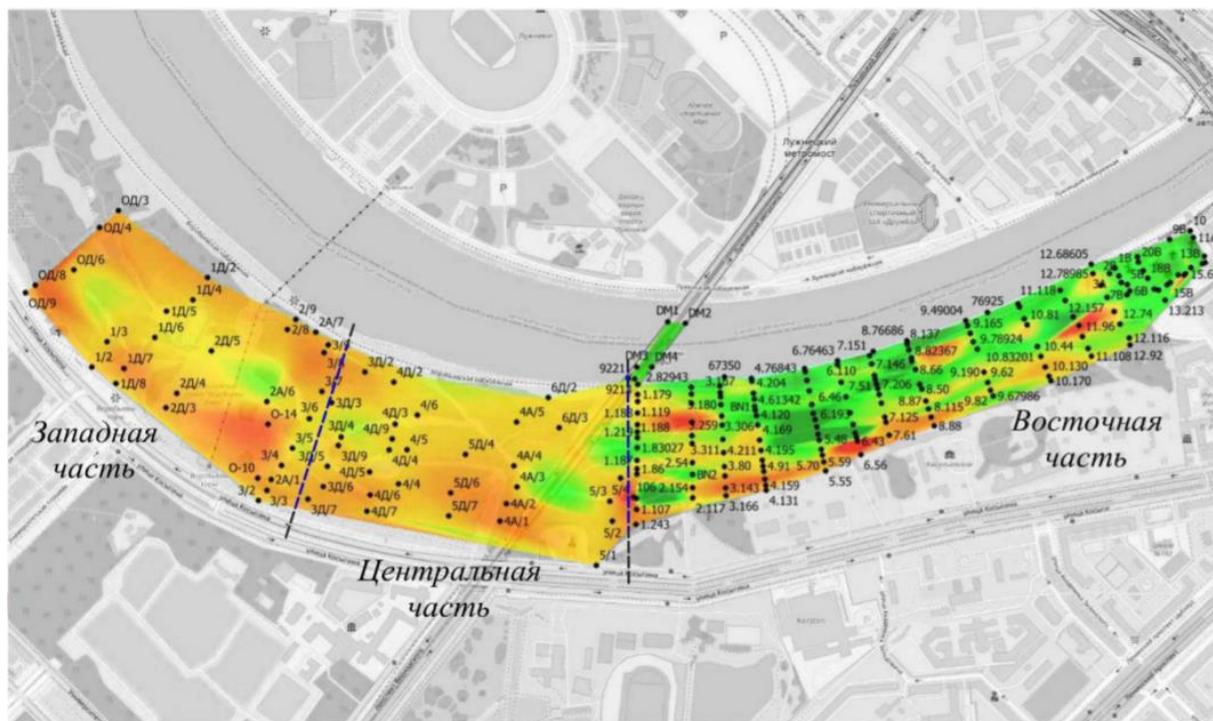


Рисунок 1. Карта горизонтальных смещений приповерхностной зоны грунтов на оползневом участке Воробьёвы горы: за период 2008-2020 гг [2]



Высотные смещения в период с 2008 по 2020 гг., мм
■ -40 и менее ■ -30 ■ -20 ■ -10 ■ 0 ■ 10 ■ 20 ■ 30 и более
 1/2 Деформационный знак и его величина

Рисунок 2. Карта вертикальных смещений приповерхностной зоны грунтов на оползневом участке Воробьевы горы: за период 2008-2020 гг [2]

В центральной части склона фиксируется зона, характеризующаяся средним значением плановых смещений 7,4 мм/год. Вертикальные осадки поверхности характеризуются значениями 0,5 мм/год. Данные мониторинга свидетельствуют о наибольшей активности развития оползня именно на данном участке. В пределах этой зоны расположены метромост, реконструируемая эскалаторная галерея, по границе проходит водовод. В 2020 году на участке Воробьевы горы выполнены измерения по 8 инклинометрическим скважинам. Распределение смещений по глубине соответствует аналогичному распределению за прошлые циклы измерений. Смещения регистрируются в том числе на отметках залегания подошвы юрских глин, что подтверждает потенциальную опасность развития глубокого оползня. В то же время скорость и абсолютные значения величин смещений в юрских глинах не превышают 4 мм в год. [2]

Для численной оценки активности оползневого процесса и влияния строительства на устойчивость склона были проведены работы по организации сети высокоточного мониторинга на склоне Воробьевых гор. В ходе работ была восстановлена старая наблюдательная сеть, а также созданы новые пункты измерений по всему склону.

В связи с созданием на территории Воробьевых гор сети высокоточного мониторинга особенно актуален вопрос влияния на результаты расчёта устойчивости склона различной интерпретации данных инженерно-геологических исследований. Нарушенное залегание пород на склоне Воробьевых гор, вызванное развитием оползневого процесса, приводит к возникновению особенностей выделения инженерно-геологических элементов по простиранию и в разрезе. При бурении скважин выделяется

несколько зон деформации, которые могут выражаться в виде трещин, перемятия, дробления. Большую сложность представляет собой проведение границ геологических тел между соседними скважинами, расположенными в пределах одного инженерно-геологического разреза. Количество и положение зон, которые выделяются в разрезе в качестве основных деформирующихся горизонтов с учётом их свойств, коренным образом влияет на значение коэффициента устойчивости.

Библиография

1. Даньшин Б.М., Головина Е.В. «Москва. Геологическое строение» // Труды института геологии и минералогии и Московского геолого-гидро-геодезического треста. Вып. 10/6. 1934. 93 с
2. Доклад «О состоянии окружающей среды в городе Москве в 2020 году» /Под ред. А. О. Кульбачевского. – Москва, 2021. – 330 с.
3. Москва. Геология и город / Под редакцией В. И. Осипова и О. П. Медведева ; РАН, Институт геоэкологии; Мосгоргеотрест. — Москва : Московские учебники и Картолитография, 1997. — 398 с., ил.
4. Отчет об инженерно-геологических условиях по объекту: «Комплексные инженерные изыскания (геодезические, геологические, геофизические, гидрогеологические, метеогидрологические) на территории с развитием активных оползневых процессов на участке Воробьёвы горы (ЗАО, ЮЗАО) для определения перечня дополнительных мероприятий противооползневой инженерной защиты (2 этап)», г. Москва, ГБУ «Мосгоргеотрест», 2017.

*Сравнительный анализ нормативно-технических документов по
испытаниям грунтов методом одноплоскостного среза
Гусев Д.Н.* (Российский государственный геологоразведочный университет
имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), mein.2013@mail.ru),*

Аннотация

В статье содержится сопоставительный анализ положений утратившего силу ГОСТ 12248-2010 и актуализированного ГОСТ 12248.1-2020 по определению прочностных характеристик грунтов методом одноплоскостного среза.

Ключевые слова

Одноплоскостной срез, межгосударственный стандарт, прочностные характеристики, ГОСТ.

Теория

ГОСТ 12248.1-2020 «Определение характеристик прочности методом одноплоскостного среза» является действующим нормативным документом для получения прочностных характеристик грунтов: угла внутреннего трения и удельного сцепления.

Метод одноплоскостного среза применяется уже много лет. Это связано с тем, что схема проведения испытания понятна, многофункциональна и проста в использовании. Напряжение в испытуемом образце после создания заданной поверхности скольжения подчиняется закону Кулона-Мора.

Данный метод не учитывает объемную трансформацию грунта под давлением и проблематично определить поровое давление, однако он менее трудоемок, что позволяет провести большее количество испытаний для статистической обработки.

Действующий стандарт введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с 1 июня 2021 г. взамен ГОСТ 12248-2010 подраздела 5.1.

ГОСТ 12248.1-2020 представляет собой обособленную часть от общих методов лабораторного определения характеристик прочности и деформируемости.

Сравнивая два стандарта, можно выделить ряд изменений, которые характерно скажутся на определении характеристик прочностным методом одноплоскостного среза. Рассмотрим более детально эти аспекты.

1. Вносится поправка в область применения. Теперь действующий стандарт не распространяется на средне- и сильноторфованные грунты и торф (п.1).
2. Уточнены определения и добавлены новые согласно ГОСТ 25100-2020 и ГОСТ 30416 (п.3).
3. Добавлены схемы проведения метода по виду приложения сдвигающей нагрузки в статическом и кинематическом режиме (п. 5.4).
4. Конкретизированы методики для вертикального и горизонтального нагружения. Прописаны положения для измерительного прибора (п. 6.7, 6.8, 6.9).

5. Добавлено требование по качеству воды, теперь замачивание образца грунта следует проводить водой питьевого качества. В отдельных случаях, определенных заданием, образцы следует замачивать грунтовой водой с места отбора образца или химическим раствором (п.7.5).

6. В пункте 8.1 добавили значение нормативного давления и ступеней давления при предварительном уплотнении супеси, суглинков, глины, слабозаторфованных и органоминеральных грунтов с $I_L > 1.0$.

7. Пересчитана формула для расчета времени до мобилизации максимального сопротивления образца срезу и добавлено приложение В «Определение времени 100%-ной фильтрационной консолидации методом квадратного корня из времени» (п. 8.8).

8. Изменены диапазоны числа пластичности для определения скорости среза связанных грунтов (п.8.9).

9. Внесена корректировка времени условной стабилизации деформаций сжатия на конечной ступени для просадочных грунтов (п. 8.14).

10. Детализированы моменты по завершению испытаний методом одноплоскостного среза как в статическом, так и кинематическом режиме (п. 8.19 и 8.20).

11. Исключили проведение неконсолидированного быстрого среза.

12. Добавлена точность для определения угла внутреннего трения и удельного сцепления согласно требованиям ГОСТ 30416 (п. 9.3).

Согласно действующему стандарту испытания одноплоскостного среза могут проводиться по определенным схемам. Консолидированно-дренированные испытания – образцы подвергаются предварительному уплотнению и отжатию из него воды в процессе всего испытания. И методом «плашка по плашке» для определения остаточной прочности на срез по заранее подготовленной поверхности.

Проведение неконсолидированного быстрого среза (неконсолидированно-недренированные испытания) больше не проводится методом одноплоскостного среза. Для определения сопротивления недренированному сдвигу применяют трехосное сжатие или полевой метод вращательного среза (крыльчаткой).

Выводы

По итогу сравнительного анализа можно сделать вывод, что новая версия ГОСТ 12248.1-2020 обновлена и стала соответствовать современным требованиям проведения лабораторных испытаний. Требования стали ясными, четкими и конкретными. Разбивка ГОСТ 12248-2010 на отдельные нормативные единицы позволит в дальнейшем корректировать, актуализировать конкретный метод лабораторного определения характеристик прочности и деформируемости не затрагивая другие нормативные документы. Так же стоит отметить, что одноплоскостной срез более простой и не потерял свой интерес среде инженеров изыскателей. Однако стоит обращать внимание и на другие методы получения прочностных характеристик и при их обработке обоснованно интерпретировать результаты.

Библиография

1. ГОСТ 12248-2010: Грунты. Методы лабораторного определения характеристик прочности и деформируемости. Принят приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 19 апреля 2011 г. N 46-ст

межгосударственный стандарт ГОСТ 12248-2010 введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с 1 января 2012 г.

2. ГОСТ 12248.1-2020 Грунты. Определение характеристик прочности методом одноплоскостного среза. Принят приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 14 октября 2020 г. N 821-ст межгосударственный стандарт ГОСТ 12248.1-2020 введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с 1 июня 2021 г.

3. ГОСТ 25100-2011 - Грунты. Классификация. Принят приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 21 июля 2020 г. N 384-ст межгосударственный стандарт ГОСТ 25100-2020 введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с 1 января 2021 г.

4. ГОСТ 30416—2020: Грунты. Лабораторные испытания. Принят приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 10 августа 2021 г. N 698-ст межгосударственный стандарт ГОСТ 30416-2020 введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с 1 сентября 2021 г.

5. ГОСТ 20276.5-2020: Грунты. Метод вращательного среза. Принят приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 ноября 2020 г. N 1186-ст межгосударственный стандарт ГОСТ 20276.5-2020 введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с 1 января 2021 г.

Применение комплекса геофизических методов для изучения древнего металлургического комплекса на участке Барун-Хал II (Западное Прибайкалье) Давыденко С.Ю. (МГРИ, sofudav@mail.ru), Давыденко А.Ю. (ИРНИТУ, davydenkoay@gmail.com), Новиков П.В. (МГРИ, novikovpv@mgi.ru)*

Аннотация

На западном побережье озера Байкала встречается большое количество находок древних железоделательных комплексов. Изучаемый участок находится в складчатом каркасе Сибирской платформы, представленном глубоко метаморфизованными породами Ольхонского кристаллического комплекса. Для оптимизации поисков и выявления новых археологических объектов рассматриваются возможности современных геофизических технологий: наземных и беспилотных аэромагнитных съемок, а так же электротомографии. 3D-инверсия данных геофизических исследований используется для локализации и оценки параметров физико-геологических моделей приповерхностных объектов археологического и геологического происхождения. Сопоставление результатов трехмерного моделирования на хорошо изученном объекте древней металлургии Бурун-Хал II дало возможность оценить эффективность используемых методов съемки. Методом 3D-инверсии магнитного поля созданы трехмерные модели распределения магнитной восприимчивости по данным БПЛА и наземной съемки, позволяющие изучить строение археологического объекта без его раскопки, причем их качество восстановления магнитных свойств объектов фактически не зависит от способа выполнения съемки.

Ключевые слова

Геоархеология, БПЛА-магнитная съемка, электротомография, 3D-инверсия магнитного поля, ФГМ древних металлургических горнов.

Теория

На западном побережье озера Байкал вблизи базы практик ИРНИТУ на протяжении более 20 лет ведется изучение памятников древней металлургии железа, в частности Барун-Хал II, рисунок 1 (а). По радиоуглеродному методу возраст памятника 2180-1750 лет [1]. На рисунке 1 (b) приведена обобщенная петрофизическая модель металлургической горна размерами 2x2x2 м.

(a)

(b)

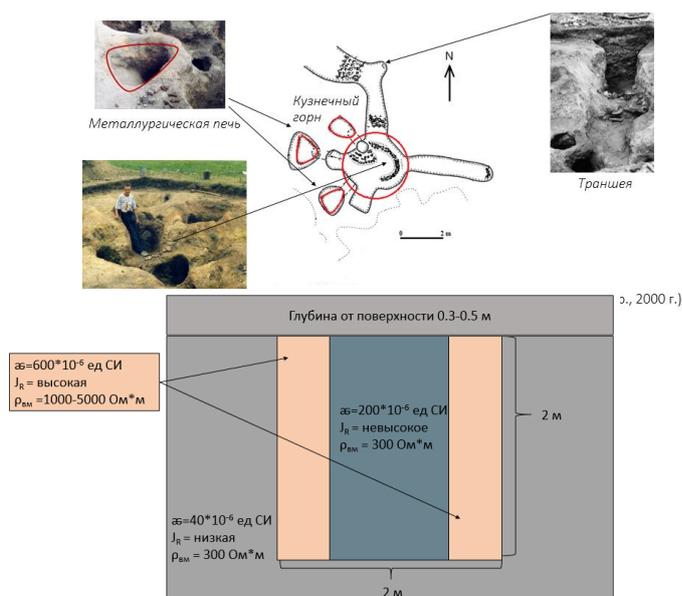


Рисунок 1. Схема металлургического центра Барун-Хал II (а); упрощенная ПФМ горна (b).

Одной из проблем изучения древних металлургических центров являются большие территории их расположения. Использование геофизических методов может облегчить эту задачу. В изучаемом районе встречаются древние железоделательные комплексы, в археологических памятниках встречаются изделия из железа, а также по всей территории встречаются металлургические шлаки. Ямные горны памятников Барун-Хал II и Барун-Хал III имеют возраст конец I тыс. до н.э. - начало I тыс. н.э. В этот период использовались два типа ямных горнов: воронкообразные и двухямные. Горны первого типа сооружались в грунте на краю искусственной пригорновой ямы (или канавы). Воронкообразную форму, напоминающую перевернутую наклонную треугольную пирамиду, с закругленными ребрами имели рабочие камеры горнов.

В геологическом плане, участок относится к складчатому обрамлению Сибирской платформы и сложен глубоко метаморфизованными породами ольхонского кристаллического комплекса. Железо могли получать из локальных рудопроявлений, такие как: бурые железняки коры выветривания, магнетит гранит-пегматитовых жил, железистые кварциты отложений ольхонской серии; оруденелые гнейсы и кристаллосланцы иликтинской свиты, а также магнетит делювиальных отложений предгорий Приморского хребта.

Целью работ на эталонном участке Барун-Хал II было сопоставление результатов, полученных методами электротомографии (аппаратура Скала-64), магнитной съемки (БПЛА с помощью комплекса SibGIS UAS и наземной с магнитометром Геоскан).

Для объекта Барун-Хал II проведен анализ результатов электротомографии, рассчитана прямая задача для высокоомного куба размерами 2x2x2 м, была решена прямая задача для дипольной установки, установки Шлюмберже и Веннера, была

выбрана дипольная установка (рисунок 2b). Оптимальное расстояние между профилями 2-2.5 м.

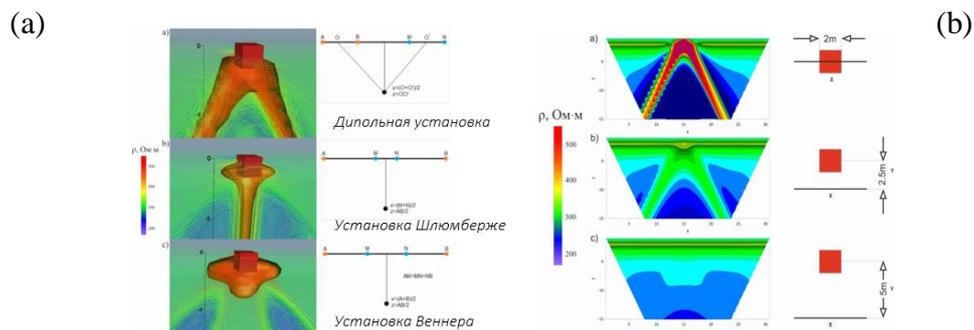


Рисунок 2. Результаты прямого моделирования и схемы расположения питающих АВ и приемных MN электродов установок (a); Разрезы УЭС для дипольной установки по прямому моделированию на разных удалениях от объекта (b).

Для обнаружения металлургических горнов использовалась электротомография с дипольной установкой Скала-64. Полученные результаты представлены в виде разреза на рисунке 3a, аномалией выделены остатки металлургического горна, которые не были вскрыты во время археологических раскопок. Характерная форма этих аномалий данного вида соответствует аномальному эффекту, рассчитанному от высокоомного куба.

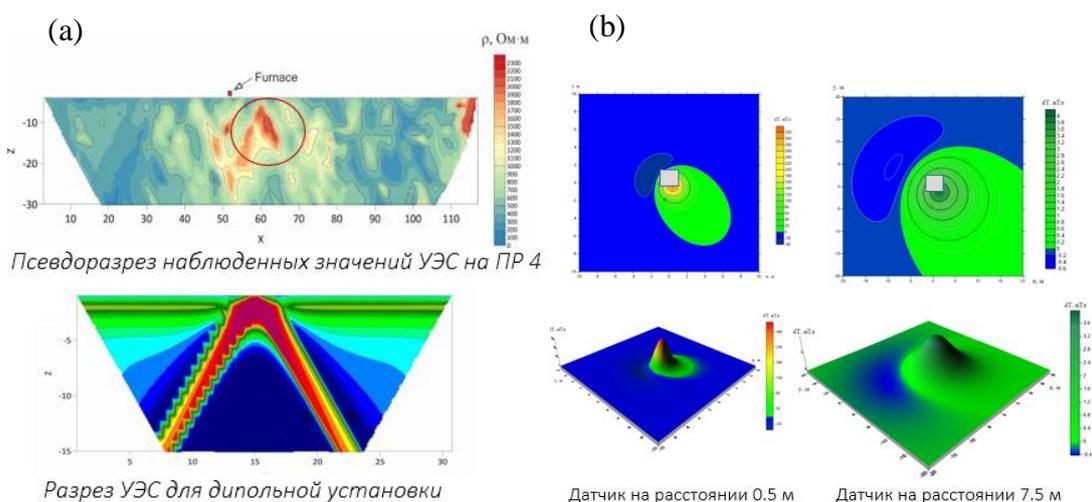


Рисунок 3. Результаты электротомографии (a); Решение прямой задачи для магнитной съемки (b).

Проведена оценка возможных магнитных эффектов для наземной и БПЛА-съемки ФГМ горна. Аномальные эффекты ΔT при высоте датчика 0.5 м для наземной съемки и 7.5 м для БПЛА-съемки представлены на рисунке 3b и имеют амплитуды около 300 и 4 нТл соответственно, этого достаточно для выделения объекта. Влияние остаточной намагниченности проявляется в смещении максимумов относительно центра объекта.

Детальная пешеходная магнитная съемка на объекте была выполнена квантовым магнитометром «Геоскан». Расстояние между профилями 5 м, съемка велась в непрерывном режиме при высоте датчика магнитометра над земной поверхностью 0.5 м.

Магнитное поле в районе аномалиеобразующего объекта достигает 330 нТл. Был выявлен магнитный «мусор».

Магнитная съемка была выполнена беспилотной системой SibGIS UAS [3] с оверхаузеровским магнитометром [4]. Съемка выполнена по ортогональной сети профилей, расстояние между профилями 2 м, высота датчика 7.5 м, частота измерений 3 Гц (плотность точек по профилю ~1.5 метра).

Выводы

Была составлена обобщенная петрофизическая модель горна по данным электротомографии и магниторазведки на участке Барун-Хал II. Была выполнена оценка аномального эффекта для пешеходной и БПЛА- магнитной съемки для типичной модели горна, также проведен расчет прямой задачи для магнитной съемки и электротомографии. Для данных электротомографии, наземной и БПЛА магнитометрии была выполнена трёхмерная инверсия данных. Методом 3D-инверсии магнитного поля созданы трехмерные модели распределения магнитной восприимчивости, позволяющие изучить строение археологического объекта без археологического вмешательства [5]. В результате трехмерной инверсии магнитного поля с определением вектора остаточной намагниченности возможно разделить археологические и геологические объекты, которые характеризуются высокой дисперсией вектора остаточной намагниченности и высокими значениями коэффициента Кенигсбергера.

По результатам электротомографии на глубине 2,5 м рассчитана карта УЭС, на которой горны выделяются высокими значениями УЭС в диапазоне от 2000 до 3500 Ом·м.

Съемка магнитного поля с помощью БПЛА и наземная магнитная съемка одинаково эффективна для локализации подобных аномалеобразующих объектов и определения их магнитных свойств. Изучаемый объект выделяется всеми представленными в данной работе методами, но рекомендуется изменить сеть измерений электротомографии. Для обнаружения и изучения металлургических горнов можно использовать магниторазведку (наземную и при помощи БПЛА), а также электротомографию. Эти методы имеют необходимую чувствительность и разрешающую способность для помощи в поисках и изучении древних металлургических горнов.

Благодарности

Благодарность за помощь в обработки данных Аюру Башкееву и Стасу Терёшкину. Благодарность за организацию рабочего процесса Давыденко Ю.А. и Паршину А.В.

Библиография

1. Harinsky, A. V., Kozhevnikov, N.O. and Snopkov, S.V. [2012] Metallurgical centers of the western coast of Lake Baikal the I millennium AD. In: Publishing house of the Altai university. History and culture of the medieval people of steppe Eurasia: materials II of the International congress of medieval archeology of the Eurasian steppes, Barnaul, 248 p.

2. Cunningham, M., Samson, C., Laliberté, J. et al. Inversion of Magnetic Data Acquired with a Rotary-Wing Unmanned Aircraft System for Gold Exploration. *Pure Appl. Geophys.* (2021). <https://doi.org/10.1007/s00024-021-02664-8>
3. Parshin, A.V., Budyak, A.E., Babyak, V.N. Interpretation of Integrated Aerial Geophysical Surveys by Unmanned Aerial Vehicles in Mining: A Case of Additional Flank Exploration (2020) *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 459 (5), art. no. 052079.
4. Sapunov V.A., Denisov A.Y., Savelyev V.V., Kiselev S.E., Narkhov E.D., Sergeev A.V., Fedorov A.L., Shirokov A.A. and Popkov M.Y. (2020) Modernization of Ground-Based Overhauser POS Magnetometers to Use on Small Unmanned Copter-Type Aerial Vehicles. *Conference Proceedings, Engineering and Mining Geophysics 2020, Sep 2020, Volume 2020*, p.1 - 8
5. Davydenko, A. Yu. [2020] Inversion of magnetic field on the basis of elastic network and vector scanning for assessment of magnetic susceptibility and remanence of three-dimensional subjects. In: Publishing and printing center "Scientific Book". *Issues of the theory and practice of geological interpretation of geophysical fields - Proceedings of the 47th session of the International seminar of D.G. Uspenskogo-V. N. Strakhov, Voronezh: 105-110.*

***Комплекс инженерно-геологических изысканий для организации
строительства щитовой проходки перегонных тоннелей метрополитена в СЗАО
г. Москвы
Дервянкин Г.Ф.* (МГРИ, geoder@list.com),***

Аннотация

Рассмотрен комплекс геофизических методов и способов интерпретации, использовавшийся при инженерно-геологических изысканиях для проектирования строительства перегонных тоннелей метрополитена, уточнены геологическое строение и гидрогеологические условия на участке предполагаемого строительства.

Ключевые слова

Геофизические исследования, инженерно-геологических изыскания, электротомография, сейсморазведка, гамма-каротаж.

Теория

Участок изысканий расположен в Северо-Западном административном округе г. Москвы, на плотно застроенной территории с многочисленными подземными коммуникациями. Работы на участке проводились с целью разработки проектной документации на этапе подготовительных работ для организации строительства щитовой проходки перегонных тоннелей метрополитена.

На этапе подготовительных работ была изучена документация по ранее спроектированным объектам, расположенным на примыкающей к данному участку территории, были изучены карта карстово-суффозионной опасности, геоморфологическая схема и схема гидрографической сети Москвы, геологическая карта четвертичных образований пригородной зоны г. Москвы масштаба 1:100 000, карта распространения зон геоэкологического неблагополучия территории г. Москвы (Институт геоэкологии РАН)[3].

В дальнейшем был составлен план работ, определен комплекс геофизических методов, расположение и количество скважин и профилей.

По результатам бурения было установлено, что в геологическом строении участка принимают участие: техногенные грунты (tQ_{IV}); аллювиальные отложения III-й (Ходынской) надпойменной террасы р. Москвы (aQ_{III}^1); моренные отложения днепровского оледенения (gQ_{II}^D); флювиогляциальные отложения окско-днепровского горизонта (fQ_{II}^{O-D}); коренные нижнемеловые отложения (K_1), верхне- и среднеюрские коренные отложения, представленные волжским (J_{3v}), оксфордским (J_{3ox}) и келловейским (J_{3k}) ярусами. По данным бурения, полученным на данном объекте, а также по данным со смежных территорий был построен сводный разрез района, часть которого представлена на рисунке 1.

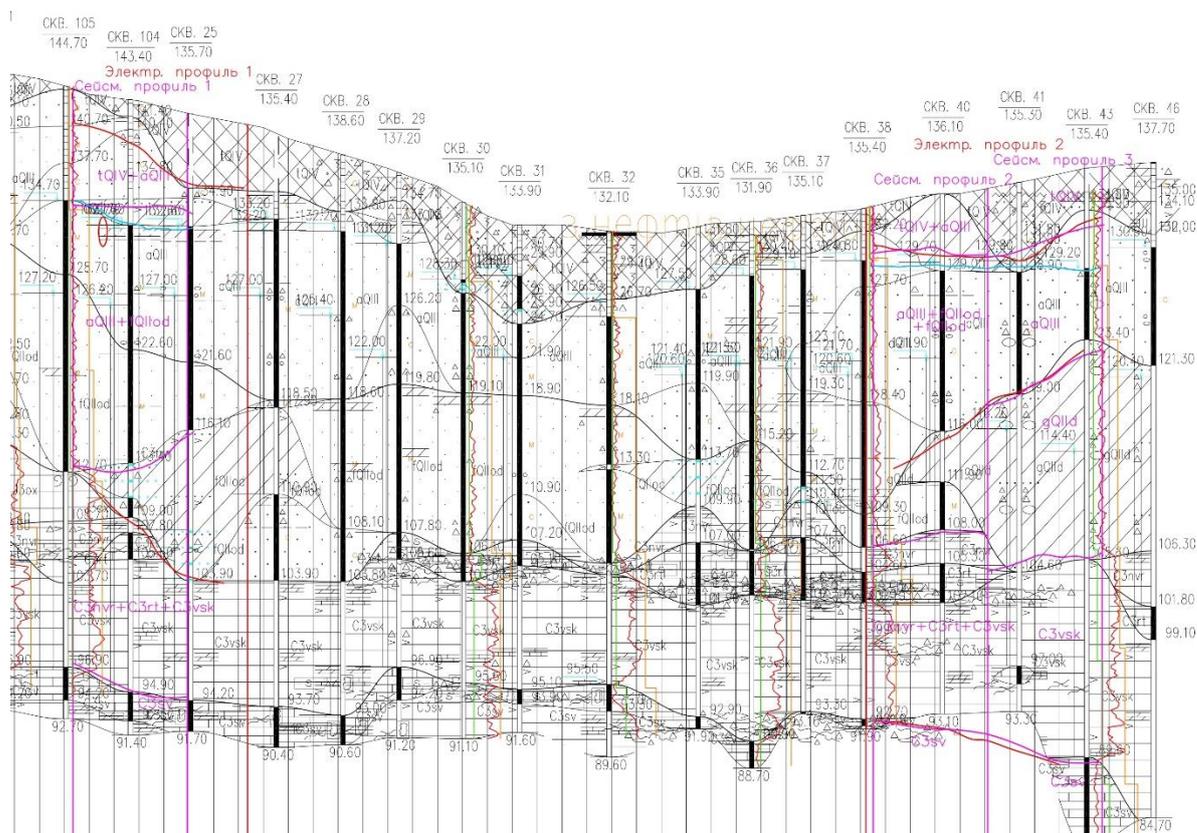


Рисунок 1. Часть сводного разреза в районе проведения работ

В ходе работы проводились:

1. Электромагнитные исследования методом электротомографии (ЭТ), съемка с использованием электроразведочной станции SYSCAL Pro. По полученным данным в ходе интерпретации были построены слоистая модель и разрез сопротивлений, представленные на рисунках 2 и 3. Для обработки данных использовались следующее программное обеспечение: x2ipr и Zondres2d[4].

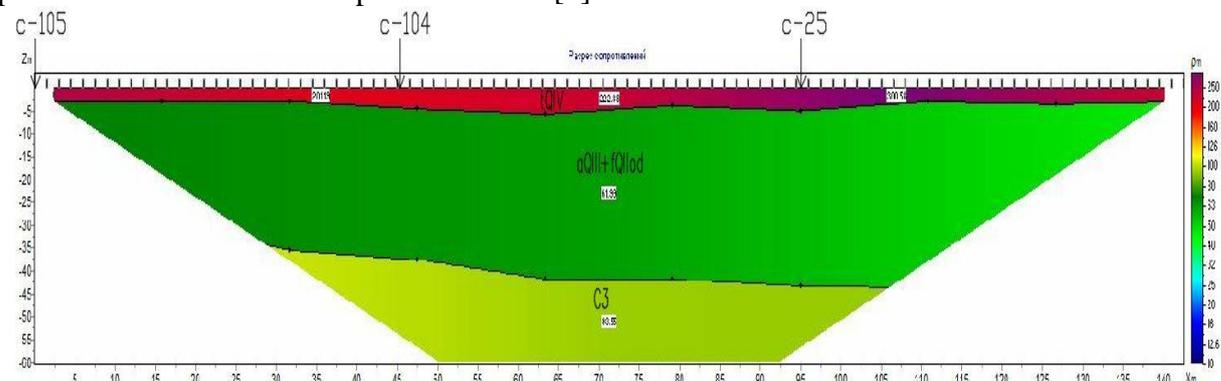


Рисунок 2. Слоистая модель

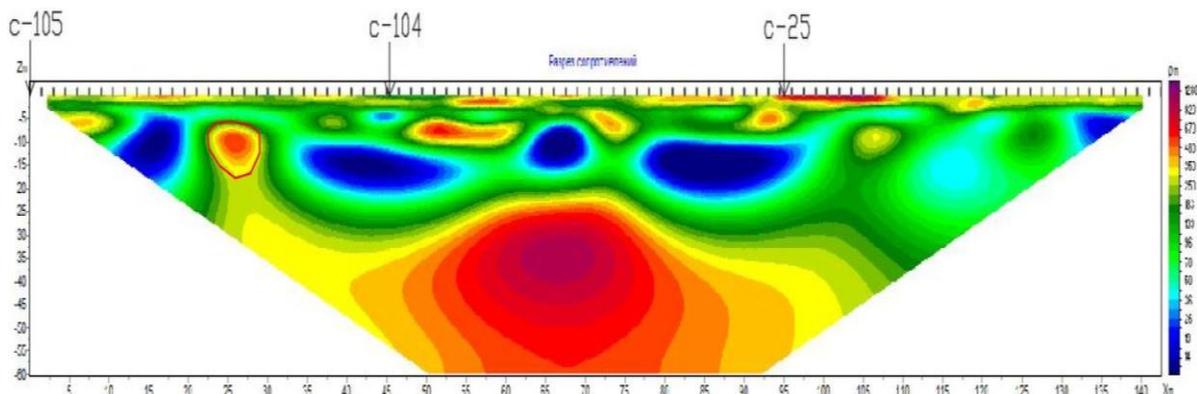


Рисунок 3. Разрез сопротивлений

2. Сейсморазведка с применением метода отраженных волн в модификации общей глубинной точки (МОВ-ОГТ), а также вертикальное сейсмическое профилирование. Исследование проводилось с помощью полевого модуля сейсморазведочной системы ТЕЛСС-3 и телеметрического скважинного комплекса ТЕЛСС-ВСП. По полученным данным в ходе интерпретации были построены глубинный сейсмический разрез по поперечным волнам, а также была определена кровля водонасыщенных пород по методике корреляционной преломленной волны (рисунок 4). Для обработки и интерпретации данных использовались такие программы как RadExpro и ZondST2d[1].

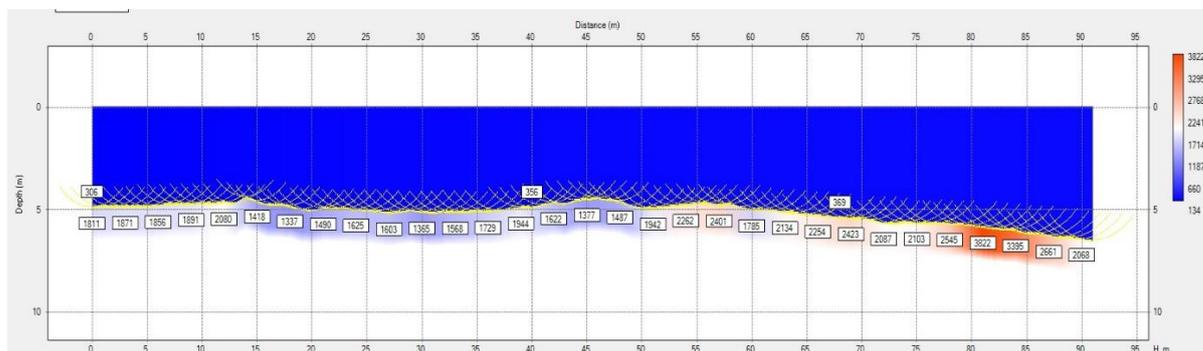


Рисунок 4. Результаты обработки профиля методом КМПВ по продольным волнам

3. Гамма-каротаж (ГК) с использованием скважинного прибора СРП-97к. Данные каротажа использовались как для составления разрезов по скважинам, так и для определения среднего значения гамма-излучения грунтов [2].

Выводы

По результатам проведенных геофизических исследований было уточнено геологическое строение и гидрогеологические условия на участке предполагаемого строительства. Определены скоростные, электрические характеристики грунтов и наличие блуждающих токов в земле.

Примененная методика проведения геофизических исследований, технология обработки и интерпретации полевых материалов позволили получить данные высокого качества в условиях плотной городской застройки и наличия высокого уровня техногенных помех.

Согласно результатам, на геоэлектрическом разрезе отмечается высокоомная локальная аномалия неизвестной природы (красный контур на Рис. 3). Аномалия влияния на проходку тоннеля оказывать не будет, а ее природа может быть установлена при дополнительных изысканиях.

Библиография

1. Богданов А. И. Сейсморазведка методом отраженных волн. М: Недра, 1982 г. - 280 с
2. Дахнов В.Н. Интерпретация ГИС. М:Недра. 1982г. 448 с.
3. Осипов В. И., Медведев О. П. Москва. Геология и город, М: Московские учебники и Картолитография, 1997 г. 398с.
4. Якубовский Ю.В., Ренард И. В. Электроразведка. М: Недра, 1974 г. 376 с.

*Влияние инженерно-геологических условий на музеефикацию пещерных городов Мангуп-Кале и Чуфут-Кале (Республика Крым)
Дубровин К.А.* (ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе (МГРИ),
kadubrovin@gmail.com)*

Аннотация

Пещерные города представляют собой сложную и «нестандартную» природно-археологическую систему (ПАС), поскольку включают надземную и (в значительном объеме) подземную подсистемы. Не редкость, когда такие объекты одновременно являются и музеем, и памятником природы. Для обеспечения долгосрочного и безопасного функционирования подобных объектов в целях рекреации, необходимо привлекать специалистов по инженерной геологии, которые смогут дать оценку необходимости проведения дополнительной инженерной защиты, которая позволит предотвратить развитие ряда опасных экзогенных геологических процессов, или свести их влияние к возможному минимуму. В данной работе автор выполнил оценку инженерно-геологических условий территорий пещерных городов Мангуп-Кале и Чуфут-Кале, расположенных в Республике Крым.

Ключевые слова: инженерно-геологические условия, музеефикация, Бахчисарай, пещерный город, Мангуп-Кале, Чуфут-Кале, белокаменная свита

Теория

Пещерные города Мангуп-Кале и Чуфут-Кале располагаются в Бахчисарайском районе Республики Крым, входят в состав Бахчисарайского историко-культурного и археологического музея-заповедника (рис. 1) и являются одними из основных представителей памятников своего вида на Крымском полуострове, наравне с Эски-Кермен [4]. Кроме того, гора-останец Мангуп-Кале входит в перечень Особо охраняемых природных территорий (ООПТ).

Пещерные города – это довольно сложная и «нестандартная» природно-археологическая система (ПАС), включающая надземную и подземную подсистемы. Во всем мире таким объектам уделяется особое внимание. В настоящее время достоверно известно об экспонировании пещерных городов в таких странах как Турция, Грузия, Армения, Индия, Китай. Российская Федерация не исключение.

Подобные объекты начинали формироваться в далеком прошлом, так, первые жители появились на Мангуп-Кале уже в I в. до н.э. Однако, нас интересует период возникновения первых сооружений (надземных и подземных), который приходится на V–VI вв. для обоих комплексов. Эти города неоднократно подвергались осаде, разорялись, и вновь восстанавливались, что нашло своё отражение в их текущем состоянии.

Оба объекта включают в себя множество пещерных комплексов, реликты крепостных стен и надземных построек, а также, что особенно интересно, некоторые части систем их водоснабжения, древние гидротехнические сооружения.

Для обоснования музеефикации необходимо оценивать все компоненты инженерно-геологических условий, как внешние, так и внутренние (по Бондарнику Г.К.).



Рисунок 1. Расположение пещерных городов, входящих в состав Бахчисарайского историко-культурного и археологического музея-заповедника

Климат района предгорный, переходный от степного к горному. Максимальная отрицательная температура составляет -25°C , положительная $+39^{\circ}\text{C}$, средняя -1°C и $+27^{\circ}\text{C}$ соответственно. Среднее годовое количество осадков около 480 мм. При этом бывают катастрофические ливни, последние из которых наблюдались 04.07.21.

Оба пещерных города расположены на уступах внутренней куэстовой гряды Крымских гор. Чуфут-Кале - на плато Бурунчак. Горный массив ограничен с трех сторон вертикальными обрывами высотой до 50 м, максимальная абсолютная отметка составляет порядка 460 м. Мангуп-Кале представляет собой обособленный эрозионный столовый останец с уникальной морфологией и вертикально-отвесными скальными обрывами высотой 40–75 м, максимальная отметка достигает 588 м.

Геологическое строение участков расположения Мангуп-Кале и Чуфут-Кале схожее [7]. В нижней части разреза залегает старосельская свита (K_2ss), которую можно разделить на несколько пачек [5] общей мощностью около 120–140 м. Нижняя пачка представлена белыми мергелями, которым на смену приходят светло-серые песчанистые мергели, а затем мелкозернистые песчаники. Сами же горные массивы, на которых расположены памятники, сложены известняками белокаменной свиты (P_1bk) [7], которую можно разделить на две пачки, верхнюю, сложенную известняками частично перекристаллизованными, и нижнюю - известняками мшанковыми и фораминиферовыми. Иногда верхняя пачка в разрезе отсутствует или не имеет выраженности в силу различных причин, в том числе антропогенных. Общая мощность свиты около 75 м.

В тектоническом отношении территории относятся к зоне сочленения (шовной зоне) структур Скифской плиты и Горно-Крымского сооружения, которая характеризуется как Крымский глубинный разлом [7]. Характерна сейсмическая активность. В скальных массивах широко распространены субвертикальные и наклонные трещины, реже – субгоризонтальные. Тип трещин определялся в соответствии с ГОСТ [2]. Трещины средней ширины и широкие [2], по длине, как правило, средние и длинные [2]. Преобладающие азимуты простирания трещин следующие: 20° , 45° , 80° , 100° , 125° , $160-170^{\circ}$, что соответствует ориентировке

планетарных систем трещин выделенных Зондером [8]. Известняковая толща имеет падение около 12° в северо-западном направлении [5], а платообразная поверхность останца Мангуп-Кале имеет наклон $5-10^\circ$.

Естественных водопроявлений на территории Чуфут-Кале в настоящее время не обнаруживается, однако, имеется как минимум 2 колодца – Копка-Кую и Тик-Кую, последний по праву является масштабным гидротехническим сооружением прошлого.

Колодец Копка-Кую был разработан в основании обрыва, в гроте, предположительно карстового происхождения. Позже к резервуару с поверхности была проведена вертикальная шахта. Тем не менее, наибольший интерес вызывает гидротехническое сооружение Тик-Кую. Питание колодца шло от глубинного источника в толще скального массива. Сам «колодец» глубиной около 45 м можно разделить на несколько сегментов - наклонную галерею, идущей под углом 22° , длинную около 120 м [3], в конце которой находится вертикальная винтовая лестница, ведущая вниз; и резервуар на дне сооружения. Диаметр колодца у устья - 1,8 м. На глубине от 5 до 14,5 м - 1,4 м, далее до глубины 27 м - от 2 до 2,2 м. Тик-Кую был обнаружен учеными лишь в 1998–2001 г, и в настоящий момент, с 2019 г., закрыт для посещения. Причина точно неизвестна, со слов сотрудников музея причиной могло послужить состояние спуска по колодцу, а возможно юридические трудности.

На территории же Мангуп-Кале до сих пор функционируют два родника – «Мужской» и «Женский», а в цитадели фиксируются следы колодца, представлявшего собой шахту 24 м глубиной. Дебиты родников в марте 2021 г составляли около 0,17 л/с.

Для принятия решений о стратегиях музеефикации исследуемых объектов важно знать физико-механические свойства белокаменских известняков (табл. 1):

Таблица 1. Физико-механические свойства известняков белокаменской свиты

| Свойства | Ед. измерения | Значения | | |
|--------------------------------------|--------------------|----------|-------|---------|
| | | от | до | среднее |
| Объемная масса | г/см ³ | 1,798 | 2,196 | 1,997 |
| Плотность | г/см ³ | 2,61 | 2,72 | 2,66 |
| Пористость истинная | % | 23,7 | 33,36 | 28,53 |
| Пористость открытая | % | 22,85 | 33,45 | 28,15 |
| Предел прочности на одноосное сжатие | кг/см ² | 109,42 | 418,9 | 264,16 |
| То же, в водонасыщ. сост. | кг/см ² | 79,53 | 248,3 | 163,9 |
| Водопоглощение | % | 7 | 15 | 11 |
| Коэф.размягчаемости | - | 0,52 | 0,93 | 0,73 |
| Коэф.морозостойкости | - | 0,65 | 0,97 | 0,81 |

В соответствии с ГОСТ [2] можно сделать вывод, что известняки белокаменской свиты среднепористые, почти сильнопористые, среднепрочные, в целом неразмягчаемые и морозостойкие.

На территории пещерных городов Мангуп-Кале и Чуфут-Кале фиксируются проявления таких экзогенных геологических процессов, как выветривание и обвалы, причем последние недавно привели к утрате культового объекта на территории Мангуп-Кале [6]. Кроме того, согласно кадастровому паспорту ООПТ [1], потенциально опасными считаются также эрозия и карст. Последний процесс особенно интенсивно развивался в прошлом. Во времена функционирования Мангуп-Кале в качестве

населенного пункта (до XVIII в.) шла активная добыча известняка, что привело к удалению из разреза наиболее прочной пачки перекристаллизованных известняков, кроме того, параллельно шла вырубка лесов на его территории, что в совокупности привело к возникновению каррового поля [5] и активации эрозионных процессов. В последующие столетия открытая стадия закарстовывания сменилась на затухающую из-за задернения территории и отсутствия антропогенной активности.

Выводы

В целом, в настоящее время можно признать исследуемые объекты относительно устойчивыми ПАС, имеющими в геологической подсистеме ряд проблем, вызванных ЭГП. Для дальнейшего безопасного функционирования и поддержания должного уровня сохранности памятников представляется важным учесть трещиноватость массива и сейсмичности региона, а также то, что в прошлом уже происходили обвалы. В сложившейся ситуации рекомендуется:

- проведение трещинной съемки на территориях исследуемых объектов;
- оценка напряженного состояния массивов, к которым приурочены пещерные памятники;
- выделение участков наиболее интенсивного развития различных ЭГП;
- компьютерное моделирование для оценки устойчивости сводов пещерных комплексов и уступов.

Известно, что некоторое ПО, при отсутствии точных данных, позволяет проводить анализ устойчивости эмпирическим методом. Решения о применении различных вариантов инженерной защиты могут приниматься только после выполнения исследований.

Библиография

1. Беляев А.А. Памятник природы регионального значения «Гора останец Мангуп-Кале» // Министерство экологии и природных ресурсов республики Крым. Симферополь. 2015 г. 15 с.
2. ГОСТ 25100-2020. Грунты. Классификация
3. Гуськов А.А. Атлас пещерных городов Крыма. Путешествие к строителям и обитателям пещер // Курсор. Харьков. 2007 г. 196 с.
4. Дубровин К.А.. Влияние инженерно-геологических условий на перспективы музеефикации Пещерного города Эски-Кермен (Республика Крым) // Перспективы развития инженерные изыскания в строительстве в Российской Федерации. Материалы докладов XVI Общероссийской конференции изыскательских организаций. М.: ООО «Геомаркетинг». 2021 г. С. 641–647.
5. Кузнецов Ал.Г. Горный массив Мангуп как геологический памятник Украины // Ученые записки Таврического национального университета им. Вернадского. Том 24 (63), №1. 2011 г. – С. 78–83.
6. Манаев А.Ю. Современные проблемы охраны памятников Крыма в контексте деятельности Бахчисарайского государственного историко-культурного заповедника // Материалы по археологии, истории и этнографии Таврии. Вып. XIII // Научная электронная библиотека периодических изданий НАН Украины. 2007 г. С. 679–689.

7. Чайковский Б.П., Білецький С.В., Дээв В.Б., Дем'ян О.С., Краснорудська С.І.. Державна Геологічна карта України масштаба 1:200000. Кримська серія. Аркуші L-36-XXVIII (Євпаторія), L-36-XXXIV (Севастополь) / Міністерство охорони навколишнього природного середовища України. – Київ, 2006 г.

8. Sonder R.A. Die Lineamenttektonik und ihre Probleme. – Ed Geol. – Helv. – 1938. vol.31. – № 1. – P. 199-238.

Влияние инженерно-геологических условий на создание городища Танаис

*Еремина А.А. * (МГРИ, cogaroi@mail.ru)*

Вязкова О.Е. (МГРИ, wjask@yandex.ru)

Аннотация

Танаис – античный город, построенный греками в первой четверти III в. до н.э. на правом берегу реки Мертвый Донец. Особую роль в формировании городской инфраструктуры играли инженерно-геологические условия, которые были учтены при её создании. Авторами рассматривается влияние каждого компонента инженерно-геологических условий на строительство и особенность отдельных элементов города Танаиса: фундаментов и фрагментов системы водоснабжения.

Ключевые слова: инженерно-геологические условия, городище Танаис, музей-заповедник, подземные воды, экзогенные геологические процессы

Теория

Заповедник Танаис – один из крупнейших в России археологических музеев-заповедников, имеющий площадь более 3 тыс.га, находящийся в 30 км к западу от Ростова-на-Дону. Городище Танаис – самый северный античный греческий город (III в. до н. э. – V в. н. э.), входивший в первые века н. э. в состав Боспорского царства [1].

Городище представляет собой прямоугольник с примерными размерами 290×290 м² (по внешней стороне рва). Оно расположено на расстоянии 150–250 м от уреза правого берега р. Мёртвый Донец. Центральная часть городища отделена от окружающей территории рвом и валом, скрывающим развалы стен, которые строились на древней дневной поверхности с заглублением фундаментов.

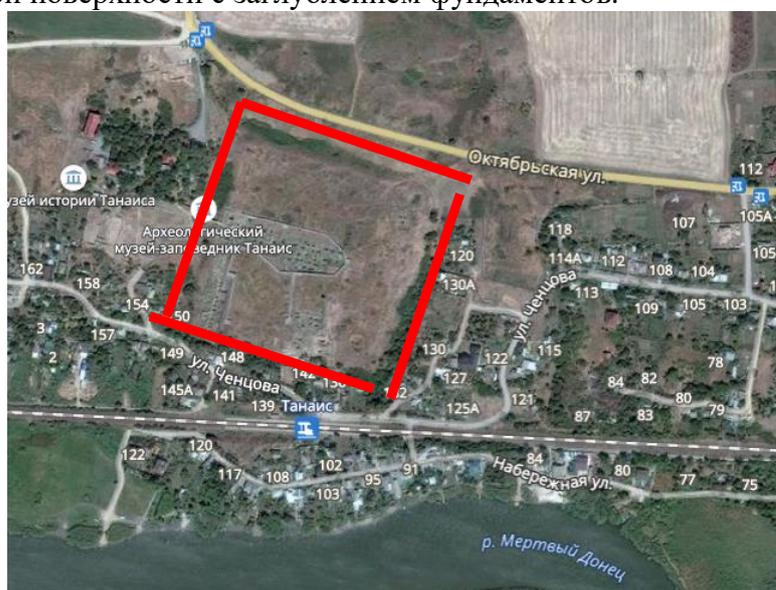


Рисунок 1. Городище Танаис

От создания городища нас отделяет более 2-х тысячелетий, возможно ли оценить сейчас инженерно-геологические условия, в которых город был основан?

Климат района сейчас можно охарактеризовать как умеренный континентальный с чертами морского. Среднегодовое количество атмосферных осадков составляет 450–500 мм/год [4]. В зимние месяцы количество осадков колеблется в интервале 35–45 мм, в летние возрастает до 50–60 мм. Зимой температура поверхности почвы составляет

около -4°C , в отдельные годы понижаясь до $15-25^{\circ}\text{C}$ [2]. В течение всего года преобладающими являются ветры восточных и западных румбов, что весьма положительно влияло на движение парусных торговых греческих судов [3]. Температурно-влажностные показатели климата в период первоначального освоения территории греками был близок к современному [1].

Рельеф и речная сеть. Городище Танаис расположено на относительно пологой поверхности коренного склона правого берега р. Мёртвый Донец, имеющей абсолютные отметки 25–30 м. Такое расположение (отсутствие хороших, защищённых мысов достаточной площади) вынудило строителей крепости создавать полноценную систему обороны, по всему периметру крепости строя стены на краю рвов и обрыва. Участок расположения городища находится на северной границе дельты Дона, состоящей из множества рукавов общей шириной 25 км и длиной 30 км. До Таганрогского залива Азовского моря в настоящее время расстояние составляет 8–10 км. Уклон р. Мёртвый Донец реки чрезвычайно мал и составляет 1,8 см/км. Абсолютная отметка поверхности воды в реке практически совпадает с уровнем Азовского и Чёрного морей и составляет в настоящее время $-0,4$ м. В период освоения и эксплуатации городища Танаис расстояние до залива могло быть меньше. Изменения связаны с накоплением выносимого Доном материала.

В геологическом строении территории городища, которое было изучено в ходе изысканий для строительства музейных корпусов (ООО «Монолит», 2012 г.), принимают участие неогеновые морские и четвертичные делювиальные отложения, что совпадает с данными геологической карты масштаба 1:200 000 [6]. Делювий представлен бурым суглинком, в верхней части разреза (1–4 м) просадочным (dQ_{III}), в нижней – непросадочным (dQ_{I-II}) общей мощностью 4–10 м. Мощность верхнечетвертичных суглинков уменьшается в направлении от водораздела к реке. Ниже местами встречаются маломощные прослой песка хапровских слоев (до 2 м), под которыми залегают понтические известняки (мощностью до 5 м), имеющие местами в верхней части выветрелую зону до 1 м. Известняки подстилаются сарматскими глинами на абс.отм. 17 м.

Такое геологическое строение верхних 20 м позволяет сделать осторожные предположения о том, что первые сооружения, имеющие глубину заложения фундаментов около 2 м, опирались в большинстве случаев на непросадочные суглинки, так как городище расположено близко к бровке склона.

В тектоническом отношении район работ расположен в пределах Ростовского выступа древней Восточно-Европейской платформы. Крупных разломных структур в отложениях чехла не зафиксировано [5].

Гидрогеологические условия на территории городища Танаис не изучались, но можно предположить, что в понтических известняках мог присутствовать маломощный (в связи с близостью к обрыву, являющемуся зоной разгрузки) водоносный горизонт, косвенным доказательством чего является наличие колодца в юго-восточной части крепости. Воды было мало, но она должна была быть хорошего качества и высокой очистки, что позволяло использовать её в питьевых целях.

При этом в каждом дворе производился сбор всех атмосферных осадков в подземных хранилищах (цистернах), устроенных в делювиальных суглинках ниже уровня античной дневной поверхности. Эта вода могла использоваться, по современным представлениям, только в технических целях.

Здесь интересным оказывается такой вопрос, хранилища для воды создавались в просадочных верхних суглинках или уже ниже? И как такое расположение водосборов

влияло на устойчивость фундаментов наземных конструкций? Судя по реконструкциям археологов, цистерны для воды находились в одном уровне с прилегающими подвалами домов. На данный момент ответа на эти вопросы у авторов нет, так как разработка темы только начинается.



Рисунок 2. Пример вымощенного двора со сливным отверстием в цистерну, показанным красным контуром (фото О.Е. Вязковой, 2019 г.)

Из экзогенных геологических процессов на территории городища на период его основания могли быть только слабо развивающиеся плоскостной смыв, струйчатая эрозия, возможно, на самой бровке склона оползневые деформации.

Выводы

Исходя из анализа большинства компонентов инженерно-геологических условий можно сделать следующие выводы.

Климат был достаточно благоприятным, близким к современному. Речная сеть обеспечивала возможность торговли с использованием водного транспорта, парусного флота. В геологическом строении присутствуют просадочные суглинки, но, вероятнее всего конкретно на участке расположения крепости их мощность минимальна, а основанием построек служили непросадочные суглинки. Водоснабжение осуществлялось как за счет подземных вод в известняках, так и за счет сбора осадков в подземных цистернах. Опасных экзогенных геологических процессов на территории, где основано городище, по-видимому, не наблюдалось.

Библиография

1. Панин А.В., Хохлова О.С., Бунин Д.С., Ильяшенко С.М. Природно-географический фон экономической жизни Танаиса. (предварительные данные работ 2015-2016 гг.) //В сборнике: XVIII Боспорские чтения. Боспор Киммерийский и варварский мир в период античности и средневековья. Торговля: пути-товары-отношения. Материалы международной археологической конференции. Редакторы-составители В.Н.Зинько, Е.А.Зинько. 2017. С. 394–405.
2. Справочник по климату СССР. Вып. 13. Ч. 2. Температура воздуха и почвы. – М.: Гидрометеиздат. 1966.

3. Справочник по климату СССР. Вып. 13. Ч. 3. Ветер. – М.: Гидрометеиздат. 1967.
4. Справочник по климату СССР. Вып. 13. Ч. 4. Влажность воздуха, атмосферные осадки, снежный покров. – М.: Гидрометеиздат. 1968.
5. Тектоническая карта территории Южного Федерального Округа. Масштаб 1:2 500 000 //Главный редактор А.В.Сидоренко. ВСЕГЕИ. 1978.
6. Томкович И.И., Родзянко Г.Н. Государственная геологическая карта СССР масштаба 1:200 000. Серия Кума-Маньчская. Лист L-37-X. ВСЕГЕИ. 1960.

Оценка оползневой восприимчивости в районе Батсат провинции Лаокай с применением метода соотношения частотностей
Зьонг Ван Бинь (МГРИ, Ханойский горно-геологический университет, duongvanbinh@hutm.edu.vn), Фоменко И. К., (МГРИ, ifolga@gmail.com), Ву Хонг Данг (Вьетнамский институт наук о Земле и минеральных ресурсах, hongdangbg@gmail.com), Сироткина О. Н. (МГУ им. М. В. Ломоносова, onsirotkina@mail.ru)*

Аннотация

Батсат – горный район на северо-западе провинции Лаокай, который часто страдает от стихийных бедствий, таких как оползни и сели. Таким образом, оценка оползневой восприимчивости (LSA) является важной задачей для планирования, экономического развития и минимизации ущерба для данного региона. В этом исследовании карта оползневой восприимчивости была составлена с использованием метода соотношения частот (FR). Для создания модели были определены десять основных факторов оползнеобразования. Достоверность модели FR определялась с использованием площади под кривой ошибок (AUCROC). Значения AUC для процентов успеха и прогнозной модели составили 0,79 и 0,74, соответственно. Результаты оценки достоверности модели показали, что метод FR эффективен для картирования оползневой восприимчивости в районе исследования.

Ключевые слова

Оползневая восприимчивость, геоинформационные системы (ГИС), метод соотношения частот, Батсат, Вьетнам

Введение

Оползни являются одним из самых разрушительных стихийных бедствий, которые происходят во Вьетнаме, вызывая значительный ущерб людям и имуществу [1, 5, 10]. Картирование оползневой восприимчивости (LSM) – это процесс определения пространственного распределения и классификации территории на основе тенденции к развитию оползневого процесса. В последнее время были разработаны многочисленные подходы на основе ГИС для оценки оползневой восприимчивости и создания карт оползневой опасности [2-4], одним из которых является метод соотношения частот, который успешно применялся многими авторами как в мире, так и во Вьетнаме для создания карт LSA [8, 9]. В этом исследовании модель FR использовалась для разделения территории на зоны с различной оползневой восприимчивости (LHZ) в районе Батсат провинции Лаокай. Достоверность модели FR оценена с использованием площади под кривой ошибок (AUCROC).

Теория

Батсат – горный район на Северо-западе Вьетнама, который известен как один из наиболее подверженных оползням регионов в стране [10]. На данной территории были зафиксированы оползневые явления, такие как оползень в коммуне Финнган (2004), в результате которого погибло 23 человека (Рисунок 1b), оползни среднего размера в

коммуне Мьонгхум (2013), Финнган (2020). В геологическом строении территории выделяются комплексы пород, которые можно разделить на три группы: 1) сланцы, песчаники и алевролиты (SSS); 2) кварц-биотитовые, графитовые сланцы и амфиболиты (QGA); 3) гранодиориты, граниты и гранит-мигматиты (GGM).

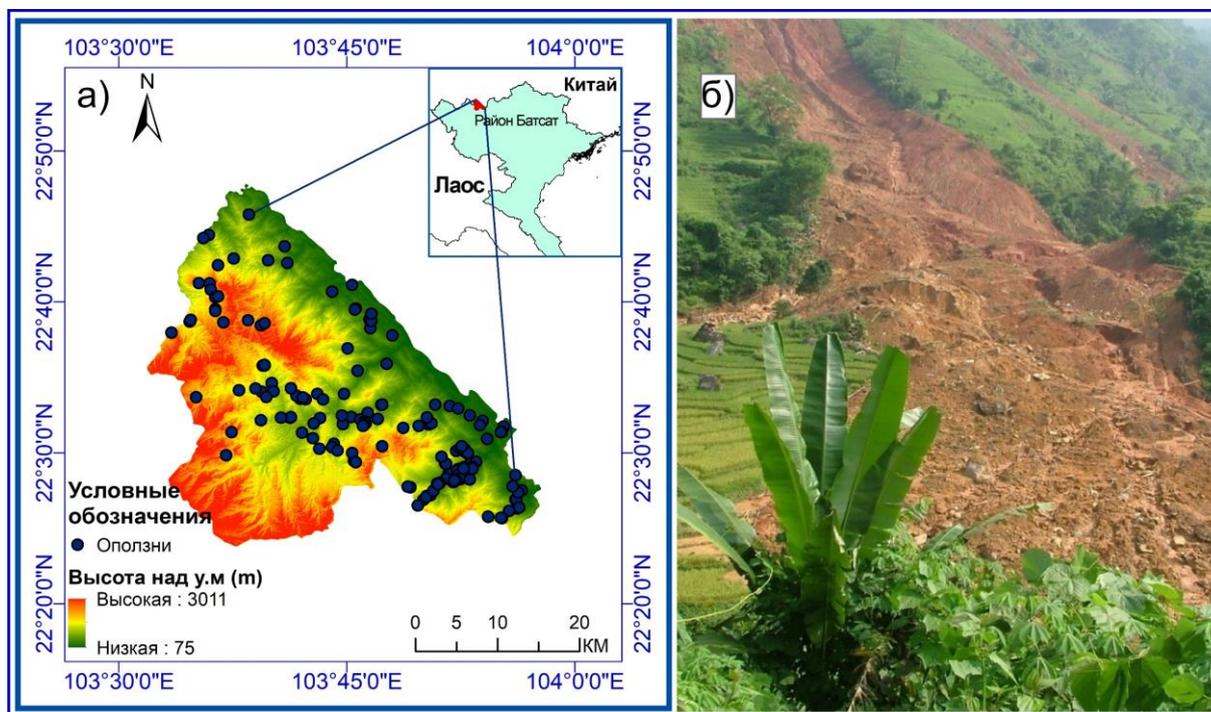


Рисунок 1. Расположение района исследования (а) и оползня в коммуне Финнган (б)

Метод FR широко и эффективно применялся в различных исследованиях LSM [6]. Метод соотношения частот определяет корреляцию между распределением оползней и факторами оползнеобразования. Соотношение частот для каждого класса всех факторов, связанных с оползнями, суммируется для получения LSI [7]:

$$LSI = \sum Fr_{ij} \times PR_j \quad (1)$$

где LSI – индекс восприимчивости к оползням; Fr_{ij} – коэффициент частоты для каждого класса i фактора оползнеобразования j ; PR_j – вес фактора j

Карты инвентаризации оползней использовались для присвоения или вычисления рейтинговых значений факторам оползнеобразования подтверждения результатов анализа. В районе исследования было идентифицировано в общей сложности 156 оползней, причем самый большой оползень занимал площадь около 20.896,06 м², а самый маленький – площадь около 917,65 м². Наборы данных для обучения и проверки были подготовлены с использованием 70% и 30% территории местоположения оползней, соответственно. Для построения карты LSM были выбраны десять факторов: высота над уровнем моря (1), расстояние до дороги (2), крутизна склонов (3), ориентация склонов (4), расстояние до разломов (5), среднемесячное количество осадков (6), вертикальное расчленение рельефа (7), землепользование (8), литология (9), и расстояние до эрозионной сети (10).

Таблица 1. Вес причинных факторов

| Фактор | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|-------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Вес фактора | 0,06 | 0,06 | 0,44 | 0,00 | 0,69 | 0,06 | 0,69 | 0,50 | 0,50 | 0,00 |

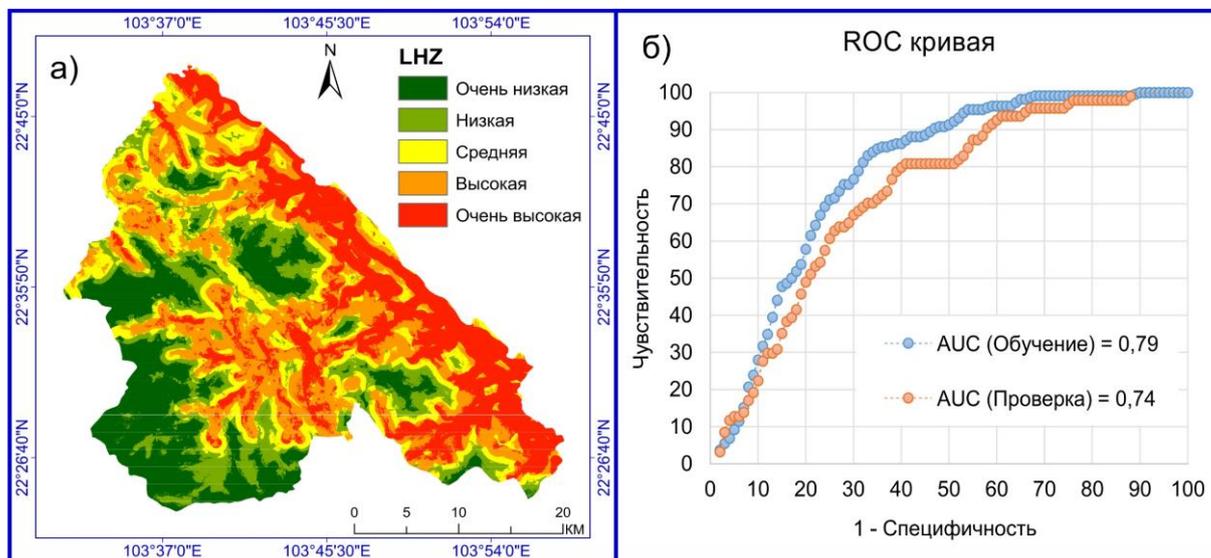


Рисунок 2. LHZ карта (а) и ROC кривая (б)

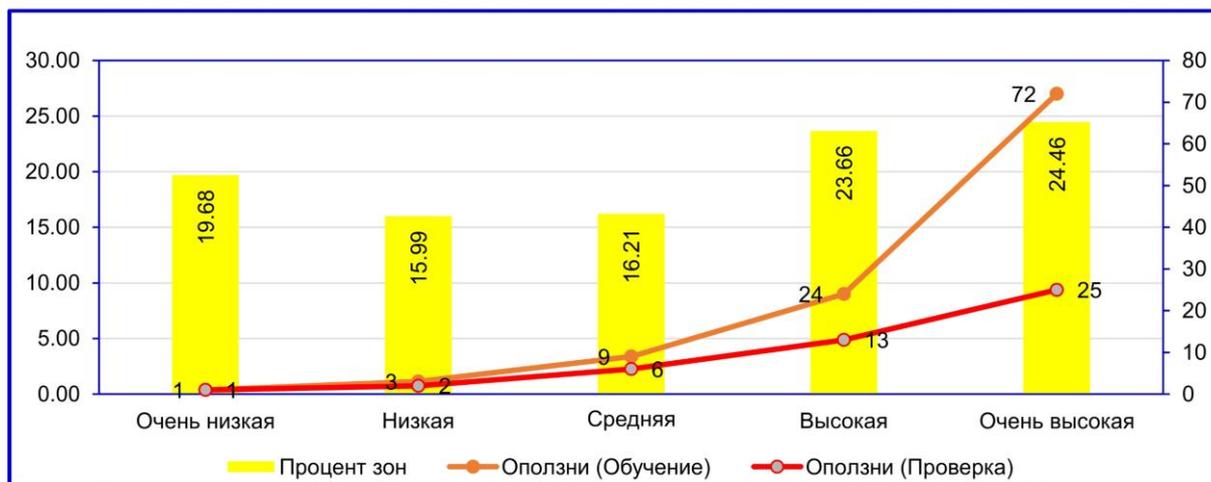


Рисунок 3. Статистика процента зон восприимчивости и количества оползней

Вычисленное значение LSI находится в диапазоне от 13,08 до 92,68. В результате район исследования был разделен на пять зон восприимчивости к оползням: очень низкая, низкая, средняя, высокая и очень высокая (Рисунок 2а). Значения AUC для оценки процента успеха и процента прогнозирования составляют 0,79 и 0,74, соответственно (Рисунок 2б).

Выводы

В этом исследовании представлены результаты оценки оползневой восприимчивости в районе Батсат провинции Лаокай с использованием метода FR. Десять факторов были выбраны и проанализированы для создания карты зон оползневой восприимчивости. В результате район исследования был разделен на пять зон по восприимчивости к оползневому процессу. Значения AUC были использованы для оценки достоверности модели, которые доказали ее эффективность. Модель FR показала, что зоны с высокой и очень высокой оползневой восприимчивостью покрывают 48,12 % площади района исследования. Это указывает на то, что данная территория сильно подвержена оползневому процессам. Данный факт следует должным образом учитывать при оценке рисков и планировании землепользования. Наконец, метод FR может быть применен для оценки оползневой восприимчивости в других районах Вьетнама с аналогичными факторами, вызывающими оползни.

Благодарности (на ваше усмотрение)

Мы хотели бы поблагодарить Институт геологических наук Вьетнамской академии наук и технологий и национальный научно-технический проект под номером гранта ĐTĐL.CN-81/21 за данные исследования.

Библиография

1. Зыонг В. Б., Фоменко И. К., Ву Х. Д., et al., 2021. Региональная оценка оползневой опасности модифицированным методом анализа иерархий в геоинформационной системе (на примере района Шапа провинции Лаокай Вьетнама). Инженерная геология, Т. XVI, № 2, С. 6-20, <https://doi.org/10.25296/1993-5056-2021-16-2-6-20>.
2. Зыонг М. Х., Фоменко И. К., Пендин В. В., 2013. Региональный прогноз оползневой опасности для района Ха Лонг-Кам Фа на севере-востоке Вьетнама. Инженерная геология, Т. 1, С. 46-54.
3. Нгуен Ч. К., Фоменко И. К., Пендин В. В., Нгуен К. Т., 2017. Применение метода анализа иерархий при региональной оценке оползневой опасности (на примере района северо-западный Лаокай, Вьетнам). Геоинформатика, № 2, С. 53-66.
4. Ali S. A., Parvin F., Vojteková J., et al., 2021. GIS-based landslide susceptibility modeling: A comparison between fuzzy multi-criteria and machine learning algorithms. Geoscience Frontiers, Vol. 12, Issue 2, pp. 857-876, <https://doi.org/10.1016/j.gsf.2020.09.004>.
5. Froude M. J., Petley D. N., 2018. Global fatal landslide occurrence 2004 to 2016. Natural Hazards and Earth System Sciences, Vol. 18, Issue 8, pp. 2161–2181, <https://doi.org/10.5194/nhess-18-2161-2018>.
6. Gholami M., Ghachkanlu E. N., Khosravi K., Pirasteh S., 2019. Landslide prediction capability by comparison of frequency ratio, fuzzy gamma and landslide index method. Journal of Earth System Science, Vol. 128, Issue 2, <https://doi.org/10.1007/s12040-018-1047-8>.

7. Shano L., Raghuvanshi T. K., Meten M., 2020. Landslide susceptibility evaluation and hazard zonation techniques – a review. *Geoenvironmental Disasters*, Vol. 7, Issue 1, <https://doi.org/10.1186/s40677-020-00152-0>.
8. Shano L., Raghuvanshi T. K., Meten M., 2021. Landslide susceptibility mapping using frequency ratio model: the case of Gamo highland, South Ethiopia. *Arabian Journal of Geosciences*, Vol. 14, Issue 7, <https://doi.org/10.1007/s12517-021-06995-7>.
9. Thanh D. Q., Nguyen D. H., Prakash I., et al., 2020. GIS based frequency ratio method for landslide susceptibility mapping at Da Lat City, Lam Dong province, Vietnam. *Vietnam Journal of Earth Sciences*, Vol. 42, Issue 1, pp. 55-66, <https://doi.org/10.15625/0866-7187/42/1/14758>.
10. Tien Bui D., Tuan T. A., Hoang N.-D., et al., 2017. Spatial prediction of rainfall-induced landslides for the Lao Cai area (Vietnam) using a hybrid intelligent approach of least squares support vector machines inference model and artificial bee colony optimization. *Landslides*, Vol. 14, Issue 2, pp. 447-458, <https://doi.org/10.1007/s10346-016-0711-9>.

Изменения климатических условий в Арктической зоне Российской Федерации и их влияние на деятельность человека
Кольцова В.М. (Российский государственный геологоразведочный университет (МГРИ), valeriakoltsova15@mail.ru),*
Пономарева О.Е. (Российский государственный геологоразведочный университет (МГРИ), Институт криосферы Земли ТюмНЦ СО РАН, o-ponomareva@yandex.ru)

Аннотация

В статье рассмотрены последствия изменения климата в Арктической зоне Российской Федерации, влияние климатических условий на инфраструктуру этого региона, хозяйственную деятельность растительность. Приводятся некоторые рекомендации по мониторингу мерзлоты.

Ключевые слова

Арктическая зона РФ, климатические условия, вечная мерзлота, изменение температур, инфраструктура

Теория

Изменения климата в Арктической зоне Российской Федерации приводят к значительной трансформации инженерно-геологических условий, экологии, требуют изменения подходов к методике инженерно-геологических изысканий, принципам строительства. Таким образом, изменение климата имеет социально-политические и экономические последствия.

Данная тема является очень актуальной. Процессы потепления климата на планете идут уже на протяжении последних трёхсот лет [1]. Наблюдаемые изменения климата, с одной стороны, связывают с деятельностью человека (например, с ростом концентрации в атмосфере парниковых газов: углекислого газа, метана, закиси азота). С другой стороны, среди ученых есть теория цикличности, которой мы придерживаемся. Она базируется на статистических данных разных лет. Скачки температуры на Земле фиксируются каждые 60 лет, 30 и 11 лет. Кроме того, отмечаются более мелкие временные циклы. То есть периодически температура повышается, затем снижается и снова идет на повышение. Часть ученых считает, что скоро опять придет похолодание [1].

В результате таяния поверхностных и подземных льдов изменения коснутся не только солёности морей и океанов, но и флоры и фауны, повысится уровень Мирового океана, в следствии чего изменится конфигурация береговой линии, приморские низменности окажутся затопленным, процесс термоабразия активизируется [2]. В России ежегодно происходит сокращение территории, поэтому появляется необходимость переноса инфраструктуры в глубь материка.

Поступление в Мировой океан большого количества пресной воды скажется на движение океанических течений, которые поддерживают нынешний климат во многих регионах планеты. По мнению ученых, глобальное изменение климата приведет к распространению эпидемий. Кроме того, среди самых опасных прогнозов находятся и увеличение числа стихийных бедствий, таких как ураганы, цунами и наводнения.

Ученые прогнозируют и нехватку пресной воды. То же самое касается и продуктов питания – изменение климата может привести к уничтожению сельскохозяйственных угодий. Некоторые ученые считают, что в результате таяния ледников могут активизироваться супервулканы [2].

Сокращение ледовитости является ключевым элементом развития Северного морского пути – главной арктической судоходной магистрали, кратчайшего маршрута между Европой и Восточной Азией. Но, с другой стороны, в последствии, образование айсбергов представляет собой опасность во время полярной ночи и может затруднить передвижение транспорта [3].

Кроме того, считается, что в результате таяния льдов, в зонах вечной мерзлоты могут появиться новые вирусы, которые будут представлять угрозу для жизни человека.

Около 60% территории России (11 млн км²) находится в зоне развития многолетнемерзлых пород. В РФ самая большая площадь криолитозоны, таким образом, деградация мерзлоты – это прежде всего проблема нашей страны.

Стоит отметить, что повышение температуры вечной мерзлоты значительно снижает способность замерзшего грунта переносить нагрузки, накладываемые конструкциями. Кроме того, оттаивание высокольдистых отложений может привести к оседанию грунта и неравномерным деформациям поверхности, что может еще больше подорвать устойчивость инженерных сооружений [4]. Проведенные геокриологические исследования в некоторых городах Арктической зоны России выявили многочисленные повреждения зданий и сооружений на многолетнемерзлых грунтах. Так за последнее десятилетие в Норильске число повреждений, связанные с таянием вечной мерзлоты было значительно выше, чем за предшествующие 50 лет. Если в 1992 году процент поврежденных зданий составлял 10 %, то сейчас число сооружений, получивших повреждения из-за просадок фундаментов, увеличилось до 42 % [5]. Когда вечная мерзлота тает, то превращается в «мягкую грязь», которая может оплывать и проваливаться. Это ведет к разрушению зданий и сооружений, расположенных на ней.

При оценке изменений температур важно использовать фактические данные: разность среднегодовых температур мёрзлых грунтов в естественных условиях и на территории застройки; разность среднегодовых температур воздуха и мёрзлых грунтов на территории застройки в прошлом и в настоящее время. Наиболее сложной задачей является оценка изменения среднегодовых температур грунтов на территории застройки (нарушенной территории) по сравнению с температурами грунтов в естественных условиях. Так, для Норильского района установлено, что на территории застройки при использовании I принципа строительства (с сохранением мёрзлого состояния оснований) такое изменение температур грунтов составляет от -1°C до +2°C. В пос. Надёжный в Норильском промышленном районе среднегодовая температура грунтов до застройки изменялась от -3°C до -4°C, а после застройки под одним из зданий она составляла от -3.1°C до -5.1°C, что свидетельствует об эффективности охлаждающей работы подполья. Но стоит отметить, что практически невозможно установить, каким образом в каждом конкретном случае изыскатели и проектировщики определяли расчётную среднегодовую температуру мёрзлого грунта [6].

Изменения климатических условий сказываются на растительном покрове, который оказывает существенное влияние на приход тепла к поверхности земли и на тепловой баланс мерзлых пород. В связи с тем, что растительность разная, ее роль в течение года меняется по сезонам года, просчитать роль очень тяжело и требуются специальные наблюдения. Например, увеличение сомкнутости крон деревьев приводит к снегозадержанию зимой, а летом - к затенению. Современных исследований в этом

направлении не проводится.

Среди наиболее распространенных криогенных процессов на трассах газопроводов - термоэрозия, термокарст, образование оврагов, пучение и заболачивание. Обводнение трассы может быть причиной деформации газопроводов в виде изгибов, различных выпучин, обнажения и всплытия труб. Многие аварии на нефте- и газопроводах Западной Сибири связаны с изменениями несущей способности грунтов при повышении их температуры и механическими воздействиями, в том числе с потерей устойчивости фундаментов и деформацией опор.

Изменения многолетнемерзлых пород, вызванные взаимодействием между глобальными, региональными и локальными климатическими процессами требует комплексного подхода. В связи с этим особенно актуально и важно базироваться на результатах климатического моделирования, объединяющего модели пограничного слоя атмосферы, региональные климатические модели и криосферные модели [7]. Важно не только выполнять моделирование климата и прогнозировать изменения температуры многолетнемерзлых пород основываясь на расчетах, но и верифицировать результаты моделирования, используя данные температурного мониторинга. Это поможет учесть изменение влияния растительного покрова, которое происходит на фоне изменения температуры.

Высокий геокриологический риск в регионе должен быть учтен, особенно в прибрежных районах, при составлении прогнозов (дорожной карты) развития топливно-энергетического комплекса в Арктической зоне Российской Федерации.

Для поступательного освоения северных месторождений необходимо развитие целого инновационного комплекса технологий геологоразведки, добычи и транспортировки ресурсов. Освоение ресурсов на шельфе арктических морей во многом зависит от климатических условий. Так, за счет изменения условий климата, которые происходят сейчас в Арктике, в частности таяния льдов, открываются новые возможности для геологоразведки ранее недоступных участков шельфа. Но, с другой стороны, морской дрейфующий лед, айсберги, штормовые ветры и волнения могут представлять опасность для добывающих сооружений и транспортных средств [8].

Прогнозируемое смягчение климата в Арктическом регионе не означают полного исчезновения проблем, обусловленных суровым климатом, при потеплении возникают новые проблемы. Морской лед при утончении и сокращении сплоченности, вероятно, станет более динамичным во многих прибрежных регионах, где прежде существовали относительно стабильные условия, что необходимо также учитывать при хозяйственной деятельности. При перспективном планировании транспортировки полезных ископаемых в Арктике следует иметь в виду, что в некоторых районах Северного Ледовитого океана ледовитость может увеличиваться. Так, в 2020-2030-х гг. ожидается увеличение площади льдов в западных морях — Баренцевом и Карском [8].

Выводы

Необходимо проводить мониторинг состояния многолетнемерзлых пород, который в ближайшее время будет утвержден законодательно. А также нужны специалисты, которые будут наблюдать за трансформацией растительного покрова в зонах развития многолетнемерзлых пород. Изменение климата несет за собой большое количество эколого-экономических проблем, для которых требуется комплексное решение.

Библиография

1. Изменение климата Арктики: какие последствия нас ждут. URL: <https://будущее-арктики.рф/izmenenie-klimata-arktiki-kakie-posledstviya-nas-zhdut/>
2. Таяние ледников: актуальная проблема современности, 2020. URL: <https://izverzhenie-vulkana.ru/2020/12/tayanie-lednikov-aktualnaya-problema-sovremennosti.html>
3. Ольховик Е.О., Андреева Е.В., Тезиков А.Л. [Влияние льда на формирование судоходных маршрутов в акватории Северного морского пути // Вестник АГТУ. Сер.: Морская техника и технология. 2019. № 2](#)
4. D.A. Streletskiy, Luis J. Suter¹, N.I. Shiklomanov, B.N. Porfiriev, D. O. Eliseev Assessment of climate change impacts on buildings, structures and infrastructure in the Russian regions on permafrost// Environ. Res. Lett. 14 (2019) 025003
5. Бахматов Н. Н. Влияние деградации вечной мерзлоты на фундаменты и основания зданий и сооружений в НПП. 2016
6. Ущерб от потепления в Арктике, 2021. URL: <https://goarctic.ru/regions/ushcherb-ot-potepleniya-v-arktike/>
7. Streletskiy D.A., Shiklomanov N.I., Nelson F.E. Permafrost, Infrastructure, and Climate Change: A GISBased Landscape Approach to Geotechnical Modeling // Arctic, Antarct. Alp. Res. 2012.
8. Соловьев Д.А. Изменение климата в российской Арктике и его воздействие на прибрежную инфраструктуру и экономику региона // Морские исследования и рациональное природопользование: Материалы молодежной научной конференции, г. Севастополь, 19-23 сентября 2018 г. Москва: МГУ им. М.В. Ломоносова. Москва, 2018. С. 369–371.

*Сравнительный анализ нормативно-технических документов по
испытаниям грунтов методом трехосного сжатия*

Кольцова В.М. (Российский государственный геологоразведочный
университет (МГРИ), valeriakoltsova15@mail.ru)*

Аннотация

В статье приведен сравнительный анализ испытаний грунтов методом трехосного сжатия по утратившему силу ГОСТ 12248 – 2010 «Грунты. Методы лабораторного определения характеристик прочности и деформируемости» и вновь введенному ГОСТ 12248.3 – 2020 «Грунты. Определение характеристик прочности и деформируемости методом трехосного сжатия». Представлены сходства и различия, введение дополнительных требований между двумя нормативно-техническими документами (НТД).

Ключевые слова

ГОСТ, нормативно-технические документы, трехосные испытания, трехосное сжатие, изменения.

Теория

ГОСТ 12248 – 2010 «Грунты. Методы лабораторного определения характеристик прочности и деформируемости» являлся межгосударственным стандартом 9 лет. В этот стандарт входили общие положения, термины, нормативные ссылки, 6 методов определения характеристик прочности деформируемости полускальных и дисперсных грунтов (методы одноосного сжатия, трехосного сжатия, суффозионного сжатия и др.), 5 методов определения характеристик прочности и деформируемости мерзлых грунтов (методы испытания шариковым штампом, одноплоскостного среза по поверхности смерзания и др.), а также приложения.

1 июня 2021 года было прекращено действие ГОСТ 12248 – 2010. Он был заменен на 11 документов: ГОСТ 12248.1 – 2020 – ГОСТ 12248.11 – 2020, в каждом из которых установлены требования к отдельным методикам, которые соответственно вступили в силу с 1 июня 2021 года.

В статье мы проведем сравнительный анализ метода трехосного сжатия ГОСТ 12248 – 2010 и ГОСТ 12248.3 – 2020, где будут установлены расхождения, нововведения, либо отсутствие изменений.

В 1 пункте ГОСТ 12248.3 – 2020 «Область применения» присутствует изменение, что данный стандарт не распространяется на все виды мерзлых грунтов.

Далее, в пункте 2 «Нормативные ссылки» ГОСТ 12248.3 – 2020 список использованных межгосударственных стандартов сокращен. Это связано с разделением ГОСТ 12248 – 2010 на 11 документов.

В пункт 3 «Термины и понятия» ГОСТ 12248.3 – 2020 были добавлены новые термины – водонасыщенные грунты, дискретность, стабилومتر и др., а также некоторые термины были заменены на другие. Если в ГОСТ 12248 – 2010 в данный пункт входили термины, касающиеся всех 11 методов, то в ГОСТ 12248.3 – 2020 входят термины и понятия, которые будут использоваться для метода трехосного сжатия. Теперь, в ГОСТ

12248.3 – 2020 используется термин «стабилометр», вместо термина «установка трехосного сжатия».

В пункте 4 «Общие положения» ГОСТ 12248.3 – 2020 отсутствуют положения, характерные для других лабораторных методов, это также связано с разделением ГОСТ 12248 – 2010 на 11 документов.

Пункт 5 «Сущность метода» в ГОСТ 12248.3 – 2020 содержит в определяемых характеристиках угол дилатансии Ψ , модуль деформации повторного нагружения E_{ur} и коэффициент поперечной деформации ν . Расширены описания схем, по которым проводят испытания (неконсолидировано-недренированная, консолидировано-недренированная, консолидировано-дренированная).

В пункте 6 «Оборудование и приборы» измерительные устройства должны обеспечивать измерения с дискретностью при измерении линейной деформации образца (вертикальной, радиальной) – 0,02% от начального размера образца, в ГОСТ 12248 – 2010 указано 0,01 мм. Добавлен подпункт 6.7 о диаметре резиновой оболочки в нерастянутом состоянии и толщине.

Пункт 7 «Подготовка к испытаниям» существенных изменений не содержит.

В пункте 8 «Проведение испытаний» в подпункт 8.1 «Проведение неконсолидированно – недренированного (НН) испытания» изменения не внесены. В подпункт 8.2 «Проведение консолидированно – недренированного (КН) испытания» добавлено, что после реконсолидации методом восстановления фазового состава (ВФС) в системе противодействия создают давление, равное поровому, достигнутому на этапе реконсолидации и открывают дренаж. Отмечено, что вместо изотропной реконсолидации методом ВФС может быть предусмотрено использование анизотропной реконсолидации в соответствии с приложением И. В п. 8.2.3 были внесены некоторые изменения – максимальное давление консолидации заменено на максимальное эффективное напряжение консолидации, указано, как его определить, а также введено понятие собственного веса грунта. В таблице 1 – Эффективное напряжение отсутствует столбец, в котором указаны ступени давления для различных грунтов. Подпункт 8.3 «Проведение консолидированно-дренированного (КД) испытания по определению прочностных характеристик грунтов» изменений не содержит. Подпункт 8.4 «Проведение консолидированно-дренированного (КД) испытания по определению деформационных характеристик грунтов» является новым, где проводятся испытания по определению модуля деформации E , секущего модуля деформации E_{50} , модуля деформации повторного нагружения E_{ur} , коэффициента поперечной деформации ν .

В пункте 9 «Обработка результатов» расширена формула для определения девиатора напряжений q , МПа. Введено определение поправок на упругие свойства оболочки $\Delta\sigma_{1m}$ и $\Delta\sigma_{3m}$. Были видоизменены формулы для определения площади образца A_i для НН- испытания и для КН- и КД-испытаний. Формула по определению секущего модуля деформации E_{50} была видоизменена – в формуле используются другие показатели. Добавлена формула для определения модуля деформации повторного нагружения E_{ur} , показатели которой определяются по приложению Ж. Определение угла дилатансии Ψ проводится в соответствии с приложением К.

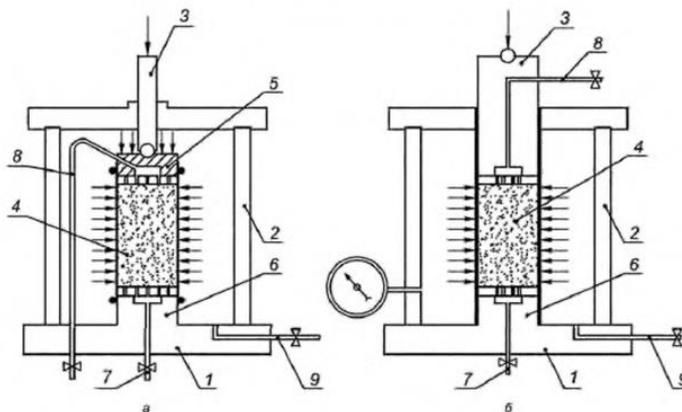
В приложении А «Форма журнала испытания» ГОСТ 12248.3 – 2020 изменений не зафиксировано.

В приложение Б «Принципиальная схема камеры стабилометра и ее тарировка» ГОСТ 12248.3 – 2020 были добавлены изображения камер стабилометра типа А и Б (рис.1). В пункте Б.1. «Тарировка камеры стабилометра» подпункт Б.1.3 «Определение

поправки на шток» был расширен. Теперь данная процедура позволяет одновременно учесть вес штока, силы трения на боковой поверхности штока и давление в камере.

Приложение Б
(рекомендуемое)

Принципиальная схема камеры стабилометра и ее тарировка



а) — камера стабилометра типа А; б) — камера стабилометра типа Б

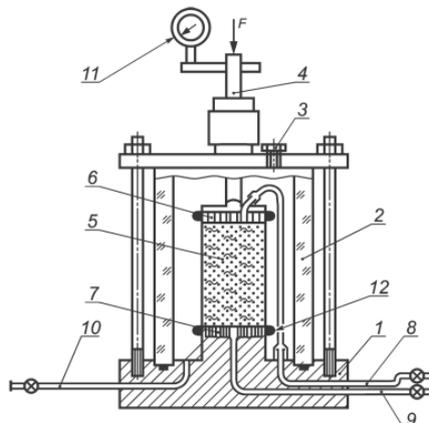
1 — основание камеры; 2 — корпус камеры; 3 — шток; 4 — образец грунта в оболочке; 5 — верхний штамп; 6 — нижний штамп;
7, 8 — магистрали системы дренажа, измерения порового давления и противодействия; 9 — магистраль давления в камере

Рисунок Б.1 — Принципиальная схема камеры стабилометра для испытания грунта методом трехосного сжатия

Рисунок 1. Схема камеры стабилометра ГОСТ 12248.3 - 2020

Принципиальная схема установки трехосного сжатия
и тарировки прибора

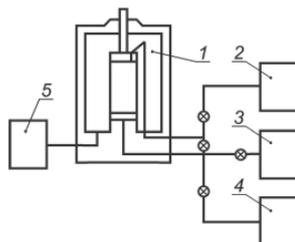
Д.1 Принципиальная схема установки для испытания грунта методом трехосного сжатия (см. рисунок Д.1)



1 — основание камеры; 2 — корпус камеры; 3 — вентиль для выпуска воздуха; 4 — шток; 5 — образец грунта в оболочке; 6 — верхний штамп; 7 — нижний штамп; 8, 9 — магистрали системы дренажа, противодействия и измерения порового давления; 10 — магистраль давления в камере; 11 — индикатор перемещений; 12 — уплотняющее кольцо; F — нагрузка

Рисунок Д.1

Д.2 Блок-схема установки для трехосных испытаний грунтов (см. рисунок Д.2)



1 — камера прибора трехосного сжатия; 2 — блок измерения порового давления; 3 — блок противодействия; 4 — блок дренажа; 5 — блок давления в камере

Рисунок Д.2

Рисунок 2. Схема установки для трехосных испытаний грунтов ГОСТ 12248 - 2010

Приложение Е «Реконсолидация и водонасыщение образцов грунта и определение скорости разрушения образцов при трехосном сжатии» ГОСТ 12248 – 2010 было разделено на приложение В «Реконсолидация и водонасыщение образцов грунта» и приложение Д «Методика определения скорости деформации грунта при разрушении» ГОСТ 12248.3 – 2020. В приложении В пункт В.1 «Реконсолидация образцов грунта путем восстановления двухфазного состояния – метод ВФС» добавлено примечание, где допускается завершение восстановления фазового состава при $V > 0,95$ (коэффициент Скемптона). В пункт В.2 «Водонасыщение образца противодействием» добавлено указание на то, что при обжатии образца разница между двумя значениями порового давления « u » не должна превышать 3 кПа. Далее, для того чтобы перейти к пункту В.2.8 по открытию дренажа, добавлено выполнение условия $V < 0,95$. В пункте В.2.10 для завершения водонасыщения необходимо достижение значение коэффициента порового давления $V > 0,95$. В ГОСТ 12248 - 2010 условие завершения было от 0,95 до 1,0. В приложении Д изменений не было.

Приложение Ж «Определение коэффициента неравномерности расширения образца грунта при трехосном сжатии» ГОСТ 12248 – 2010 соответствует приложению Е ГОСТ 12248.3 – 2020.

В приложение Ж «Образцы графического оформления результатов испытания грунта методом трехосного сжатия» ГОСТ 12248.3 – 2020 были добавлены новые

графики разрушения образца при выраженном сдвиге и при отсутствии выраженного сдвига (пункт Ж.1), а также иллюстрации графического определения модуля деформации E , модуля повторного нагружения E_{ur} .

В ГОСТ 12248.3 – 2020 были добавлены три приложения – приложение Г «Определение времени 50% - ной и 100% - ной консолидации методом квадратного корня из времени», приложение И «Анизотропная реконсолидация и консолидация образца при КН- и КД-испытаниях водонасыщенных в природных условиях грунтов», приложение К «Определение угла дилатансии».

Выводы

Проведя сравнительный анализ испытаний грунтов методом трехосного сжатия по утратившему силу ГОСТ 12248 – 2010 «Грунты. Методы лабораторного определения характеристик прочности и деформируемости» и новому ГОСТ 12248.3 – 2020 «Грунты. Определение характеристик прочности и деформируемости методом трехосного сжатия», были определены сходства и различия, к которым можно отнести внесение новых параметров и формул к ним, графические изменения, добавление нового метода проведения испытаний по определению параметров и новые приложения.

Библиография

1. ГОСТ 12248 – 2010 Грунты. Методы лабораторного определения характеристик прочности и деформируемости
2. ГОСТ 12248.3 – 2020 Грунты. Определение характеристик прочности и деформируемости методом трехосного сжатия

Влияние циклического промерзания-оттаивания на гранулометрический состав моренного суглинка и преобразование его песчаных фракций
Манухин И.В.* (МГУ им. М.В. Ломоносова, il.hrommann@gmail.com),
Махлаев В.Д. (МГУ им. М.В. Ломоносова, vasilii.makhlaev@mail.ru)

Аннотация

Циклическое промерзание-оттаивание это широко развитый на поверхности нашей планеты процесс, он постепенно преобразует приповерхностные отложения до устойчивого в данных климатических условиях состояния. Закономерности этих преобразований активно изучались учеными XX вв. и продолжают изучаться и по сей день, ведь поняв и сформулировав их, мы сможем прогнозировать эти изменения, что позволит прийти к более точному пониманию поведения грунтов, подвергающихся ныне (или в прошлом) циклическому промерзанию-оттаиванию.

В рамках данной работы исследовались изменения гранулометрического и микроагрегатного составов в приповерхностной части разреза моренных суглинков донского горизонта Подмоскovie. Также детально изучались песчаные фракции, выделенные при микроагрегатном анализе; они были описаны под биноклем, разделены на группы по минеральному составу и характеру покрывающих их пленок; произведен подсчет их содержания в разных фракциях на различной глубине от земной поверхности, в пределах слоя сезонного промерзания. Дополнительно были проанализированы снимки выделенных зерен с помощью растрового электронного микроскопа (РЭМ).

Ключевые слова

Циклическое промерзание-оттаивание; моренные суглинки, гранулометрический состав, микроагрегатный состав, фракции частиц, состав и морфология зерен, поверхностные пленки.

Теоретические представления

Циклическое промерзание-оттаивание в грунтах весьма многосторонний процесс, связанный с криогенным выветриванием, приводящий к весьма значительным изменениям в результате морозного измельчения, температурных деформаций частиц твердой фазы, агрегации и дезагрегации частиц и др.

Процесс морозного измельчения заключается в разрушении частиц грунта вследствие превращения воды в лед, сопровождающегося увеличением объема на 9 %. Давление, создаваемое в поровом пространстве, передается на скелет грунта, вследствие чего тот может уплотниться, а часть слагающих его частиц разрушиться, или объем данного грунта увеличится, а сам грунт вспучится. Вода может попадать в дефекты частиц грунта, и давление, возникающее при промерзании воды, может увеличить размеры дефекта или вовсе разрушить частицу.

Температурное выветривание происходит под воздействием суточных и сезонных колебаний температуры, вызывающих неравномерное нагревание и охлаждение грунтов. При этом минеральные зерна, слагающие грунты, испытывают расширение при

повышении температуры и сжатие при понижении температуры. Величина коэффициента теплового линейного расширения осадочных, магматических и метаморфических грунтов колеблется в пределах $(0,2 - 3,4) \cdot 10^{-5} \text{ 1/К}$ [2].

Таким образом, в грунтах попеременно возникают сжимающие и растягивающие напряжения. Различные минералы, из которых состоят грунты, обладают неодинаковым коэффициентом термического расширения, поэтому при изменении температуры они испытывают деформации в различной степени. К тому же коэффициент линейного расширения даже у одного и того же минерала меняется в зависимости от направления в кристалле, что в купе с анизотропностью, приводит к возникновению напряжений на участках контактов частиц и остаточных деформаций. Однако влияние данного фактора существенно для скальных грунтов или обломков пород с жесткими структурными связями (особенно полиминеральных), для дисперсных грунтов оно весьма невелико.

Процессы агрегации и дезагрегации частиц пылеватой и глинистой размерности в циклично промерзающих-оттаивающих грунтах могут иметь место. Процесс агрегации частиц часто исследователями связывается с возникающим давлением при промерзании воды, приводящим к формированию фазовых контактов [4]. Также этот процесс связан с увеличением солёности порового раствора в областях, окружающих центры кристаллизации воды. Растворимые соединения «отжимаются» из промерзающей части в незамерзшую [3], увеличивая ее солёность, тем самым снижая толщину двойного электрического слоя (ДЭС), что и приводит к агрегации частиц. Процесс же дезагрегации может происходить в результате промерзания водных плёнок и возникновения расклинивающего давления, а также при оттаивании грунта, вследствие разбавления незамерзшей засолённой воды – талой водой из льда, тем самым вызывая увеличение величины ДЭС – приводящее к дезагрегации частиц.

Объекты и методика исследования

Объектами исследования стали моренные суглинки донского оледенения, отобранные в самой верхней части склона водораздела в долине р. Лопасня Чеховского района Подмосковья. В пройденном шурфе проведено сплошное опробование, отобраны 6 монолитов с глубин 0,3 - 1,2 м, интервалами в 15 см. В ходе полевого описания, было предположено, что влияние криогенных процессов распространялось до глубин вплоть до 0,9 м, залегающие глубже образцы отбирались как исходные/материнские породы. Исходя из условий залегания моренные суглинки подвержены влиянию гипергенных процессов почвообразования и выветривания, в том числе сезонному промерзанию, глубина которого может достигать 1,2 м (нормативное значение).

В рамках данной работы были проведены гранулометрический и микроагрегатный анализы пипеточным методом по методике ГОСТ 12536-2014 [1]. Отобранные частицы песчаных фракций были описаны и сфотографированы с помощью цифрового бинокулярного микроскопа Levenhuk DTX 500. Далее по фотографиям был произведен подсчет количества зерен разного минерального состава и с разным состоянием поверхности (без плёнок, с «локальными» плёнками, с полными плёнками, с особыми плёнками). Часть песчаных зерен далее была исследована с помощью растрового электронного микроскопа (РЭМ) модели TESCAN VEGA3 в режиме вторичных и отраженных электронов, дополнительно к этому для определения элементного состава

объектов использовалась спектроскопия при помощи интегрированной системы энергодисперсионного микроанализа Oxford X-Act.

Полученные результаты

По результатам гранулометрического и микроагрегатного анализов в исследуемых образцах прослеживаются следующие закономерности: 1) увеличение содержания песчаных фракций с глубиной в предполагаемой области развития криогенных процессов (до 0,9 м); 2) уменьшение содержания крупнопылеватой фракции с глубиной (до 0,9 м); 3) увеличение среднего диаметра частиц с глубиной (до 0,9 м); 4) коэффициенты агрегированности для частиц $< 0,005$ и $< 0,001$ мм увеличиваются с глубиной до 0,75 м, после чего они снижаются до минимальных и мало меняющихся значений.

Формирующиеся в пределах слоя сезонного промерзания агрегаты имеют преимущественно мелкопылеватые либо пылеватые размеры, также они представлены частицами тонкопесчаной фракции. В образцах моренных суглинков на глубине 0,9-1,2 м проявляется тенденция к укрупнению агрегатов, их большее количество приходится на фракцию крупной пыли 0,01-0,05 мм, также отмечаются агрегаты тонкопесчаного и тонко-мелкопесчаного размеров. Формирование водостойких микроагрегатов менее характерно для исследуемых грунтов. Так, коэффициенты агрегированности частиц $< 0,005$ мм варьируют в пределах 1,5-1,8, что свидетельствует о невысокой прочности связей в агрегатах этого размера. Очевидно, большая часть тонкодисперсных частиц участвуют в формировании «глинистых рубашек» более крупных песчаных зерен.

По результатам исследований частиц песчаных фракций под биноклем было выяснено, что они представлены в большинстве своем кварцем (в среднем больше 80 %), реже встречаются полевые шпаты, чаще всего представленные альбитом. С помощью микроанализатора при РЭМ-исследованиях выявлены обломки кремня (0,3-0,45 м), а в самых глубоких образцах обнаруживаются обломки роговой обманки, циркона, рудных минералов. Большинство зерен имеют достаточно гладкие поверхности при весьма угловатых очертаниях, что говорит о малой их окатанности, однако, попадаются отдельные окатанные зерна. Кварц и полевые шпаты по состоянию их поверхности были далее разделены на группы: зерна чистые; зерна с локальными пленками; зерна с полными пленками (желтыми, красными и оранжевыми, они состоят из аморфного оксида железа). Для зерен кварца была выделена еще категория зерен с темноцветными пленками сложного состава, которые при детальном исследовании с применением микроанализатора оказались агрегатами кварца и полевых шпатов, скрепленных глинистыми минералами, гидроксидами железа и марганца (рис. 1).

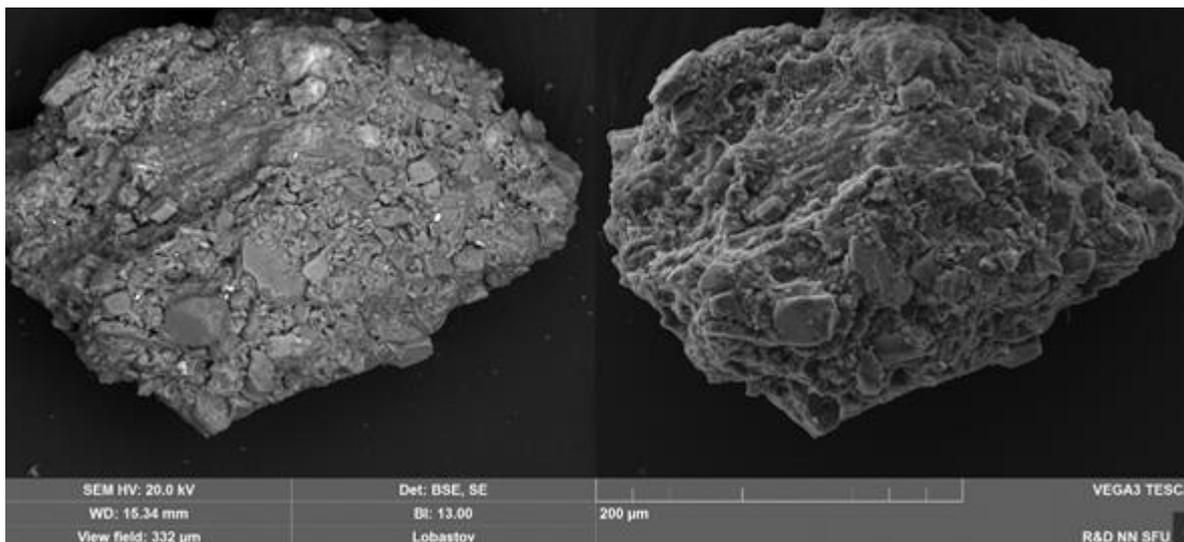


Рисунок 1. Подутоновое РЭМ-изображение зерна кварца в темноцветной пленке (слева в режиме вторичных электронов, справа в режиме отраженных электронов)

Во фракциях 0,5-0,25 мм и 0,25-0,1 мм было отмечено большое количество зерен с раковистым изломом и блестящими поверхностями, следами относительного нового разрушения, которое, по нашему мнению, было вызвано криогенными процессами.

Содержание описанных выше групп зерен в песчаных фракциях имеет определенные закономерности. Так, содержание кварца в темноцветных пленках сложного состава (по сути это агрегаты) максимально в приповерхностном образце (0,3-0,45 м). Накопление таких агрегатов происходит, скорее всего, вследствие устойчивости зерен к трещинообразованию благодаря защитной пленке. Содержание чистых зерен кварца в среднем имеет слабую тенденцию к уменьшению с глубиной. Доля кварца с локальными пленками в крупно-, средне- и мелкопесчаной фракциях растет почти постоянно вниз по разрезу. Содержание кварца в полных желтых и оранжевых пленках в песчаных фракциях с глубиной изменчиво.

Полевые шпаты в исследованных грунтах встречаются в разных фракциях, причем в приповерхностных образцах отмечается значительное преобладание зерен в полных пленках, тогда как в более глубоких образцах преобладают зерна с локальными пленками. Чистые зерна полевых шпатов встречаются весьма редко, в отличие от чистых зерен кварца, обычно имеют следы гипергенных изменений в виде трещин, многочисленных сколов по плоскостям спайности и др.

Выводы

В результате выполненной работы получено, что верхняя часть разреза моренных суглинков донского оледенения в месте исследования вплоть до 0,9 м претерпела изменения, вызванные гипергенными процессами (включая циклическое промерзание-оттаивание как наиболее значимый и активный фактор), что выразилось в уменьшении содержания песчаных частиц и накоплении крупнопылеватых, уменьшении среднего диаметра частиц, увеличении коэффициентов агрегированности.

В составе детально исследованных песчаных фракций для преобладающих кварца и полевых шпатов выделяются группы зерен с различными поверхностными пленками (полными, локальными, сложного состава) и без них; установлены особенности их распространения по глубине. Образование «свежих» сколов с раковистым изломом на поверхности чистых зерен кварца связывается с действием криогенных процессов.

Благодарности

Авторы приносят огромную благодарность старшему преподавателю кафедры ГМиП ИГДГиГ СФУ Лобастову Б.М. за получение РЭМ-изображений и помощь в их расшифровке.

Библиография

1. ГОСТ 12536-2014. Грунты. Методы лабораторного определения гранулометрического (зернового) и микроагрегатного состава. М.: Стандартинформ, 2019. 19 с.
2. Грунтоведение / Под ред. В.Т.Трофимова. М.: Изд-во МГУ, Наука, 2005. 1024 с.
3. Yuxin Wu, Seiji Nakagawa, Timothy J. Kneafsey, Baptiste Dafflon, Susan Hubbard. Electrical and seismic response of saline permafrost soil during freeze - Thaw transition // Journal of Applied Geophysics/ 2017, 146/ P. 16-26.
4. ZHANG Ze, MA Wei, FENG Wenjie, XIAO Donghui, HOU Xin. Reconstruction of soil particle composition during freeze-thaw cycling: A review // Pedosphere/ 2016, 26 (2)/ P. 167–179.

Оценка оползневой опасности участка реконструкции эскалаторной галереи на Воробьевых горах (г. Москва)

Михайлов К.Д.* (МГУ им. М.В. Ломоносова, kirill.mikhailov.d@gmail.com)

Аннотация

Оценка оползневой опасности участка реконструкции эскалаторной галереи на Воробьевых горах (г. Москва) имеет огромное значение как для инженерно-хозяйственной, так и для социально-экономической деятельности человека. Такое влияние обусловлено, в первую очередь, большим количеством важных для инфраструктуры г. Москвы строений и сооружений на данной территории, таких как главное здание Московского государственного университета им. М.В. Ломоносова, Лужнецкий метромост, смотровая площадка на Воробьевых горах, канатная дорога между Воробьевыми горами и стадионом «Лужники», главное здание Российской академии наук на Ленинском проспекте и, наконец, эскалаторная галерея на Воробьевых горах.

Целью данной работы является получение комплексной и количественной оценки устойчивости оползневого склона Воробьевых гор в районе площадки реконструкции эскалаторной галереи.

Ключевые слова

Воробьевы горы, оползень, оползневая опасность, устойчивость, вероятностный анализ

Теория

Оползни, развивающиеся на высоком склоне Воробьевых гор в правом борту долины Москвы-реки, формируют один из наиболее крупных оползневых массивов г. Москвы. Протяженность склона, в пределах которого развиваются склоновые деформации, составляет несколько километров, видимая ширина по осевой части оползня – более трех сотен метров, а общий объем грунтов, вовлеченных в оползневые смещения на рассматриваемом участке, оценивается в несколько миллионов кубических метров [2].

Объектом изучения данной работы являлся оползневой массив Воробьевых гор в районе площадки реконструкции эскалаторной галереи. По механизму развития склоновых деформаций, оползень может быть отнесен к оползням со сложным (комбинированным) механизмом смещения. В верхней части оползневого массива четко выделяется серия оползневых ступеней, что характерно для инсеквентных оползней сдвига (скольжения). Нижняя, языковая часть оползневого массива, в связи с наличием валов выпирания в русловой части долины р. Москвы, относится к оползням выдавливания.

Развитие склоновых деформаций, вероятно, связано с расположением района исследований в пределах глубокой доюрской палеодолины Москвы-реки. Такие участки характеризуются существенной, как горизонтальной, так и вертикальной изменчивостью

геологического разреза, активным водообменом между водоносными горизонтами, что, в свою очередь, приводит к интенсификации развития экзогенных процессов [1].

В данной работе для количественной оценки устойчивости оползневого массива использовались методы, основанные на анализе предельного равновесия:

- 1) Упрощенный метод Бишопа;
- 2) Обобщенный метод Янбу;
- 3) Метод Morgenштерна-Прайса.

Каждый метод расчета характеризуется своей системой сил, полученной с использованием того или иного допущения, необходимость которого связана со статической неопределенностью задачи.

Вероятностный анализ делает доступным проведение оценки оползневой опасности в терминах вероятности активизации процесса. Сущность вероятностного анализа при количественной оценке устойчивости склонов заключается в определении вероятностной функции распределения коэффициента устойчивости склона в зависимости от вероятностных функций распределения физико-механических характеристик грунтов, слагающих склон, а также иных факторов, влияющих на развитие оползневых процессов [4].

В современной практике практически для каждого фактора оползнеобразования можно задать вероятностное распределение. На этой основе возможен (с использованием метода Монте-Карло) расчет вероятностного распределения коэффициента устойчивости склона, меняющегося в зависимости от учитываемых факторов [3].

Расчет устойчивости и вероятностный анализ проводились с помощью программного обеспечения Rockscience Slide 6.0.

Построение геомеханической модели для расчета устойчивости склона основано на следующих положениях:

Модель составлялась на основе построенного автором инженерно-геологического разреза по профилю от водораздельного «плато» перпендикулярно к Москве-реке. Общий вид расчетной модели оползневого склона Воробьевых гор в районе площадки реконструкции эскалаторной галереи представлен на рисунке 1.

В расчетах была принята упруго-пластичная модель Мора-Кулона. Физико-механические свойства грунтов, используемые для расчета, были получены в результате инженерно-геологических изысканий.

Поверхность скольжения задавалась при помощи нескольких ключевых точек, соответствующих основной поверхности скольжения на построенном инженерно-геологическом разрезе, а также при помощи алгоритмов оптимизации возможных вариантов поверхностей скольжения для определения наименьшего коэффициента устойчивости.

Вероятностный анализ устойчивости оползневого склона проводился на основе функций распределения прочностных свойств грунтов, слагающих массив и вовлеченных в оползневой процесс.

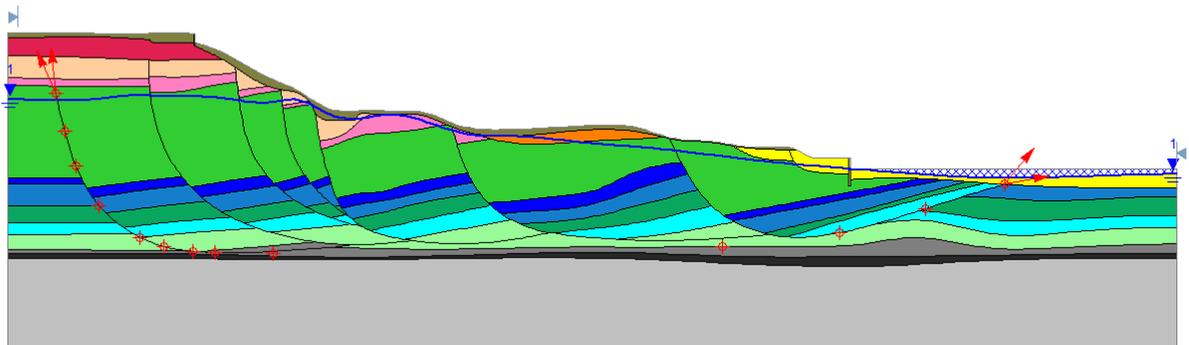


Рисунок 1. Общий вид расчетной модели оползневого склона Воробьевых гор в районе площадки реконструкции эскалаторной галереи (красными точками показаны опорные точки для построения поверхности скольжения, красными стрелками показаны диапазоны углов выхода поверхности скольжения к дневной поверхности)

Результаты количественной вероятностной оценки устойчивости склона, проведенной на основе анализа чувствительности коэффициента устойчивости к изменению параметров прочности, представлены в таблице 1.

Таблица 1.

Результаты количественной вероятностной оценки устойчивости склона, полученные различными методами

| Показатель | | Метод | | |
|--|-------------------|--------|------|---------------------|
| | | Бишопа | Янбу | Моргенштерна-Прайса |
| Коэффициент устойчивости K_u , безразмерный | Детерминированный | 1,08 | 1,14 | 1,09 |
| | Средний | 1,10 | 1,16 | 1,11 |
| | Минимальный | 0,80 | 0,85 | 0,81 |
| | Максимальный | 1,54 | 1,61 | 1,54 |
| Вероятность развития оползневого процесса (при $K_{уст} < 1$), % | | 18,0 | 7,6 | 17,0 |
| Стандартное отклонение коэффициента устойчивости σ_k , безразм. | | 0,11 | 0,11 | 0,11 |
| Показатель надежности β , безразмерный | | 0,95 | 1,40 | 0,99 |

Полученные средние значения количественной оценки устойчивости склона (K_u) достаточно близки и различаются во втором десятичном знаке. Однако сравнение вероятностей развития оползневой процесс показывает различия в рассматриваемых методах более чем в два раза.

Выводы

По механизму развития склоновых деформаций, оползень может быть отнесен к оползням со сложным (комбинированным) механизмом смещения. В верхней части оползневой массива четко выделяется серия оползневых ступеней, что характерно для инсеквентных оползней сдвига (скольжения). Нижняя, языковая часть оползневой массива, в связи с наличием валов выпирания в русловой части долины р. Москвы, относится к оползням выдавливания.

Полученные значения коэффициента устойчивости различными методами (1,08 по упрощенному методу Бишопа, 1,14 по обобщенному методу Янбу и 1,09 по методу Моргенштерна-Прайса) показывают, что с учетом уровня ответственности проектируемого сооружения, а так же сложностью инженерно-геологических условий, оползневой склон Воробьевых гор в районе площадки реконструкции эскалаторной галереи можно отнести к склону, находящемуся в предельном равновесном состоянии ($K_u \approx 1$). Сравнение методов расчета устойчивости позволило сделать вывод о том, что метод Моргенштерна-Прайса является наиболее строгим и точным из выбранных для рассмотрения.

Так, наиболее высокая вероятность развития оползневой процесс была получена по методу Бишопа (18%), наименее высокая – по методу Янбу (7,6%). Наиболее достоверная вероятность получена по методу Моргенштерна-Прайса (17%).

Библиография

1. Барыкина О.С., Зеркаль О.В., Самарин Е.Н., Гвоздева И.П. К вопросу о развитии оползневых процессов на Воробьевых горах (г. Москва) // Инженерно-геологические задачи современности и методы их решения: Матер. научн.-практ. конф.(Москва, 13-14.05.2017). – М.: Изд-во «Геомаркетинг», 2017. – С. 111-117.
2. Барыкина О.С., Зеркаль О.В., Самарин Е.Н., Гвоздева И.П. Новые данные о развитии оползней Воробьевых гор (Москва) и их учет при оценке современной оползневой опасности // Анализ, прогноз и управление природными рисками с учетом глобального изменения климата «Геориск-2018», Материалы X Международной научно-практической конференции по проблемам снижения природных опасностей и рисков, Том 1, Москва, 2018, с. 277–282.
3. Зеркаль О.В., Фоменко И.К. Влияние различных факторов на результаты вероятностного анализа активизации оползневых процессов // Инженерная геология. - 2016. - № 1. - С. 16-21.
4. Зеркаль О.В., Фоменко И.К. Оценка геологического риска с использованием вероятностного анализа при количественной оценке устойчивости склона // Анализ, прогноз и управление природными рисками с учетом глобального изменения климата «Геориск-2018», Материалы X Международной научно-

практической конференции по проблемам снижения природных опасностей и рисков,
Том 1, Москва, 2018, с. 303–308.

**Особенности электроосмоса в глинистых грунтах разного состава
Молдабекова М.В.* (МГУ им. М.В. Ломоносова, mayal1999@mail.ru)**

Аннотация

В работе охарактеризованы электрокинетические свойства глинистых грунтов различного состава, выявлены закономерности и особенности протекания в них электроосмоса.

Ключевые слова

Электрокинетические явления, электроосмос, глинистые грунты, грунтоведение

Теория

В данной работе исследовалось такое явление как электроосмос. Электроосмос – это движение жидкости в капиллярно-пористой (дисперсной) системе под действием приложенной к ней разности электрокинетических потенциалов. Причина электроосмоса заключается в наличии ДЭС на поверхности твердой фазы в дисперсной системе: при существовании разности потенциалов катионы диффузной части ДЭС начинают двигаться к отрицательному полюсу (к катоду), увлекая за собой молекулы гидратирующей их жидкости, т.е. осмотической воды ДЭС, за счет сил вязкого трения. Электроосмос зависит от тех же параметров, что и параметры ДЭС – химико-минеральный состав, состав обменных катионов, влажность, величина рН, температура и напряженность электрического тока [2].

В качестве объектов исследования были выбраны глинистые грунты различного состава, в ряд которых входят карбонатные глины, железистые глины, глинистые грунты с включением органики, а также засоленные грунты (табл. 1).

Таблица 1

Исследуемые образцы

| № | Возраст | Наименование грунта по классификации Н.А. Качинскому [2] | Наименование грунта по ГОСТ 25100-2020 [1] | Засоленность по ГОСТ 25100-2020 [1] | Место отбора |
|---|--------------------------------|--|--|-------------------------------------|---------------|
| 1 | Палеоцен, ипсрский ярус | Глина средняя | Глина пылеватая твердая | Слабозасоленный | Г. Бахчисарай |
| 2 | Средняя юра, келловейский ярус | Суглинок тяжелый | Суглинок тяжелый пылеватый твердый | Слабозасоленный | Г. Москва |

| | | | | | |
|---|---------------------------------|------------------|----------------------------|------------------|-----------|
| 3 | Верхняя юра, оксфордский ярус | Суглинок тяжелый | Суглинок пылеватый твердый | Среднезасоленный | Г. Москва |
| 4 | Средняя пермь, казанский ярус | Глина легкая | Глина пылеватая твердая | Незасоленные | Г. Казань |
| 5 | Верхний карбон, московский ярус | Глина средняя | Глина пылеватая твердая | Незасоленные | Г. Москва |

Для определения зависимостей протекания электроосмоса для каждого образца приготавливалась глинистая паста на 0,01N растворе CaCl_2 до влажности верхнего предела пластичности. Испытание проводилось в однокамерной ячейке открытого типа при постоянной силе тока 10мА с возможностью выхода фильтрата в катодной части. Напряжение увеличивалось по мере осушения образца, опыт завершался при достижении 200 В [5]. Далее образец извлекали из ячейки, делили на 5 равных частей по длине. В каждой части определялись физические и физико-химические свойства образца, состав образца с помощью рентгенофазового анализа и микронзондового анализа, электроосмотический перенос.

На эффективность протекания электроосмоса влияет комплекс факторов, однако можно выделить основные закономерности, полученные в данном исследовании.

1. Значения электроосмотического переноса для смектитовых глинистых грунтов (образцы №1, 2 и 3) достигают максимальных значений, чуть меньше значение у суглинка тяжелого (обр. №5) иллитового суглинка, и минимальные значения показал суглинок легкий (обр. №4), что подтверждается исследованиям А.Т. Соколовского и Р.И. Злочевской [4].

2. Химико-минеральный состав глинистого грунта изменился в результате химических реакций между раствором электролита, поровым раствором и элементами глинистого грунта под действием постоянного тока. Это подтверждается градиентом показателя рН от анодной части к катодной (рис.1), где образуются кислая среда и щелочная соответственно. Более выраженный градиент наблюдается у глинистых грунтов смектитового состава (обр. №1-3). Наименьшие изменения выражены в суглинке тяжелом (обр. №5), что связано с минимальной длительностью электрокинетического испытания. Из этого можно сделать вывод – чем дольше протекали реакции электролиза, тем сильнее происходили изменения рН образца, что также было подтверждено в работах Г.Н. Жинкина [3].

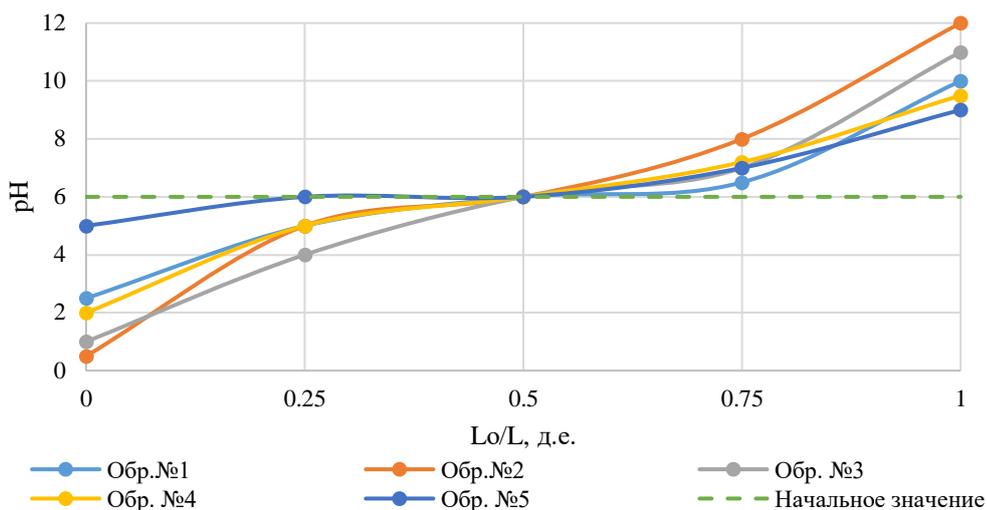


Рисунок 1. Изменение pH по длине образцов исследуемых грунтов при электроосмосе, где Lo/L – относительное расстояние от анода к катоду

3. В результате протекания электроосмоса в глинистом грунте во всех случаях происходит изменение строения, что подтверждается изменением плотности (рис. 3), пористости и коэффициента пористости. В анодной части грунт уплотняется, а к катодной части грунт набухает. Наибольшие изменения наблюдаются в суглинке среднем (обр. №3), а наименьшие – суглинке тяжелом (обр. №5).

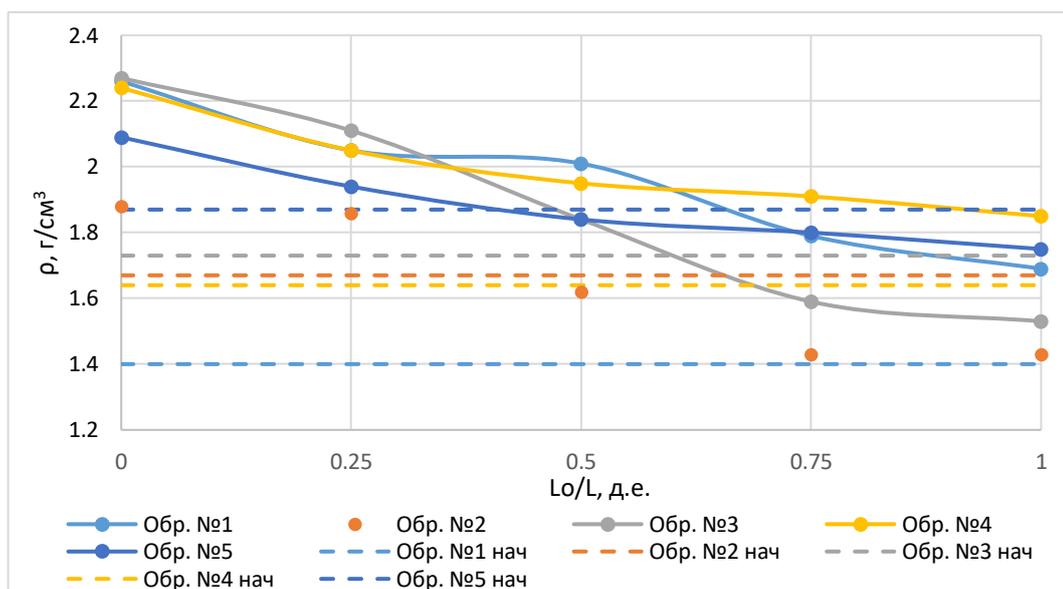


Рисунок 2. Изменение плотности по длине образцов исследуемых грунтов при электроосмосе, где Lo/L – относительное расстояние от анода к катоду

4. Во всех исследованных грунтах консистенция меняется по длине образца от твердой (вблизи анода), однако в образце №5 образовалось тугопластичное состояние, до текучепластичной (около катода).

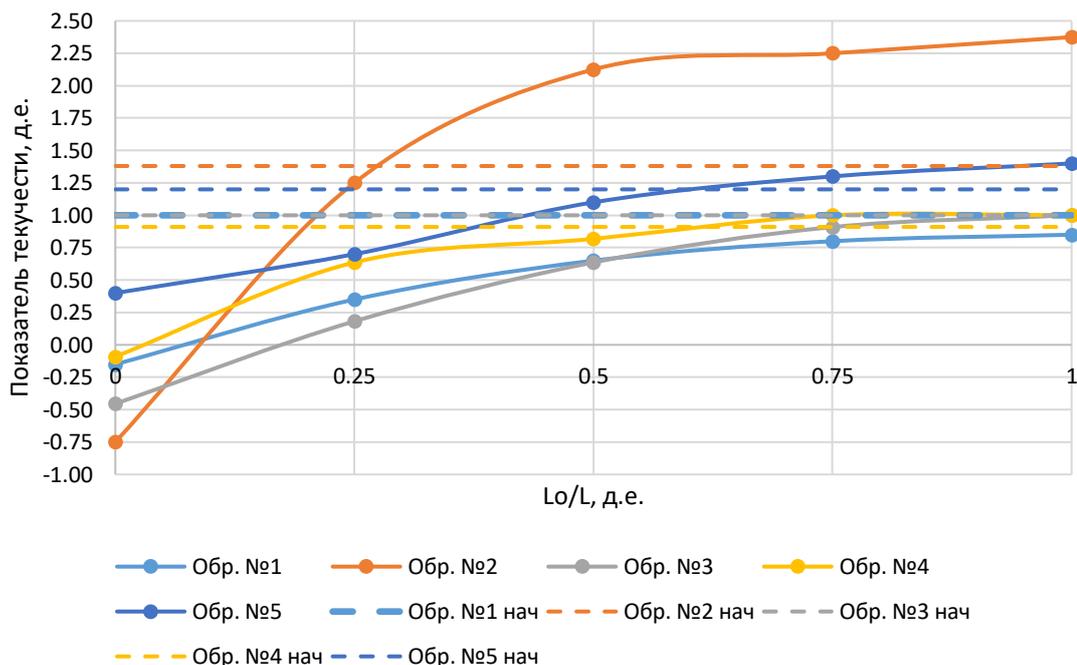


Рисунок 3. Изменение показателя текучести по длине образцов исследуемых грунтов при электроосмосе, где Lo/L – относительное расстояние от анода к катоду

5. Под действием электроосмоса во всех испытуемых образцах произошло перераспределение влажности (рис. 4).

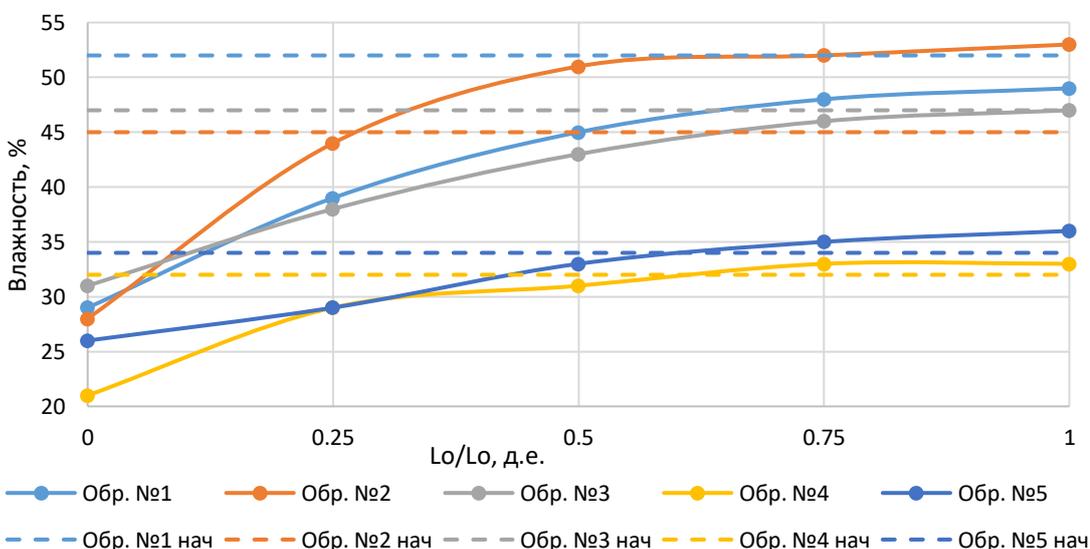


Рисунок 4. Изменение влажности по длине образцов исследуемых грунтов при электроосмосе, где Lo/L – относительное расстояние от анода к катоду

Минимальная влажность сформировалась в анодной зоне, максимальная – в катодной. В суглинке легком (обр. №2) образовалась наибольшая разность в показателях влажности между катодных и анодных частей, что может быть связано с цеолитовым составом.

Выводы

Эффективность протекания электроосмоса в научных и инженерных целях зависит от комплекса факторов, главным образом определяющихся составом грунтов. В ходе работы были выявлены основные особенности протекания электроосмоса в глинистых грунтах разного состава.

Библиография

1. ГОСТ 25100-2020. Грунты. Классификация (с Поправками). М.: Стандартинформ;
2. Грунтоведение. // Трофимов В.Т., Королев В.А., Вознесенский Е.А., Голодковская Г.А., Васильчук Ю.К., Зиангиров Р.С. Под редакцией В.Т. Трофимова – 6-е изд. и доп. – М.: изд-во МГУ, 2005. – 1024 с.;
3. Жинкин Г.Н. Электрохимическое закрепление грунтов в строительстве. - Л.-М.: Стройиздат, 1966. -176 с;
4. Соколовский А.Т., Злочевская Р.И. Исследование процесса электроосмотической фильтрации в глинах различного минерального состава и влажности // Вестн.Моск.ун-та. Сер.4. Геология.1976. №1. с.84-90;
5. Korolev V.A., Nesterov D.S. Influence of electro-osmosis on physicochemical parameters and microstructure of clay soils // Journal of Environmental Science and Health, 2019, 2019, vol. 54, № 6, 560-571.

Использование численного моделирования для определения эффективных свойств скальных грунтов на основе изображений компьютерной томографии

Орлов Е.А. * (МГУ имени М.В. Ломоносова, eorlov.jr@gmail.com),
Артамонова Н.Б. (МГУ имени М.В. Ломоносова, artamonovanb@mail.ru),
Шешенин С.В. (МГУ имени М.В. Ломоносова, sergey.sheshenin@mail.ru),
Фролова Ю.В. (МГУ имени М.В. Ломоносова, ju_frolova@mail.ru)

Аннотация

Работа посвящена применению асимптотического метода осреднения для определения эффективных упругих модулей и параметра Био пористых грунтов на основе 2D и 3D моделей реальной структуры, полученных с помощью рентгеновской томографии. Объектами изучения были различные типы скальных пород, в качестве примера представлены результаты исследования гиалокластитов Исландии. Результаты расчета по методу осреднения модуля Юнга сравнивались с экспериментальными данными, а коэффициента Био – с результатами вычислений по известной формуле через коэффициенты объемного расширения грунта и материала скелета. Исследована зависимость модуля Юнга и коэффициента Био от пористости и формы пор.

Ключевые слова

Асимптотический метод осреднения, численное моделирование, эффективные модули упругости, параметр Био

Источники финансирования

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта РФФИ № 20-01-00431_а.

Теория

Математически строгий способ определения эффективных модулей упругости и тензора передачи порового давления основывается на асимптотическом осреднении уравнения равновесия неоднородной упругой пористой среды [1,2]:

$$\left(C_{ijkl} u_{k,l} \right)_{,j} + f_i = 0, \quad \mathbf{x} \in V$$

с граничными условиями на поверхности пор $\Sigma_{\text{int}}: C_{ijkl} u_{k,l} n_j = -pn_i$. Здесь предполагается, что p – известное поровое давление.

Вводятся быстрые координаты $\xi_i = x_i / \varepsilon$, $\varepsilon = l / L$. Здесь ε – малый геометрический параметр, l – характерный линейный размер представительной области (RVE), L – характерный линейный размер изучаемого объема грунта.

Для определения эффективных модулей упругости пористой среды в представительной области V_{RVE} нужно решить локальную задачу со специальным

граничным условием в виде линейной функции координат на внешней границе области Σ_{RVE} и нулевым давлением p на границе пор Σ_{int} и на внешней границе Σ_{RVE} [1]:

$$\left(C_{ijkl}(\xi) u_{k,l}^1(\xi) \right)_{,j} = 0, \xi \in V_{RVE}, \quad u_k = \varepsilon \varepsilon_{kq}^0 \xi_q = \varepsilon_{kq}^0 x_q, \xi \in \Sigma_{RVE}, \quad (1)$$

$$C_{ijkl}(\xi) u_{k,l}^1(\xi) n_j = 0, \xi \in \Sigma_{int}, \quad p = 0, \xi \in \Sigma_{RVE} \cup \Sigma_{int}.$$

В результате решения этой задачи рассчитываются упругие модули по формулам:

$$C_{ij\alpha\beta}^{eff} = \frac{\langle \sigma_{ij} \rangle}{\langle \varepsilon_{\alpha\beta} \rangle} = \frac{\langle C_{ijkl} u_{k,l}^1 \rangle}{\varepsilon_{\alpha\beta}^0}; \quad \langle \sigma_{ij} \rangle = \frac{1}{V_{RVE}} \int_{V_{RVE}} \sigma_{ij} dV.$$

Для изотропных материалов модуль упругости E^{eff} , коэффициент Пуассона ν^{eff} и коэффициент объемного расширения K^{eff} рассчитываются по следующим формулам (для упрощения записи в формулах опущен верхний индекс «eff»):

$$C_{\alpha\alpha\alpha\alpha} = \lambda + 2\mu; \quad C_{\beta\beta\alpha\alpha} = \lambda; \quad \nu = \frac{\lambda}{2(\lambda + \mu)}; \quad E = 2\mu(1 + \nu); \quad K = \lambda + \frac{2\mu}{3}.$$

Здесь λ и μ – упругие модули Ламе.

Для определения компонент тензора передачи порового давления α_{ij} в представительной области V_{RVE} формулируется краевая задача, где на границе пор Σ_{int} задается постоянное давление жидкости p_0 , а граница представительной области Σ_{RVE} закреплена в перпендикулярном направлении [1]:

$$\left[C_{ijkl}(\xi) u_{k,l}^2 \right]_{,j} = 0, \xi \in V_{RVE}; \quad C_{ijkl}(\xi) u_{k,l}^2 n_j = -p_0 n_i(\xi), \xi \in \Sigma_{int}; \quad u_k^2 = 0, \xi \in \Sigma_{RVE}.$$

Компоненты тензорного параметра Био рассчитываются по формуле:

$$\alpha_{ij} = \frac{\langle \sigma_{ij} \rangle}{p_0} = \frac{\langle C_{ijkl} u_{k,l}^2 \rangle}{p_0}.$$

Параметр Био (тензор передачи порового давления) α_{ij} входит в формулу расчета эффективных напряжений [3]: $\langle \sigma_{ij}^{eff} \rangle = \langle \sigma_{ij}^{full} \rangle + \alpha_{ij} \langle p \rangle$. В этой формуле давление жидкости $\langle p \rangle$ – положительная величина при сжатии. Угловые скобки означают осреднение по объему. Для изотропных пород параметр Био – это скалярный коэффициент, варьирующий от 0 до 1 и зависящий от свойств грунта (пористости, формы и ориентации пор, коэффициента Пуассона материала скелета) [1]. Расчеты проводились в конечно-элементной программе.

Гиалокластиты, доломитистые известняки и чистые доломиты исследовались на основе 2D моделей реальной структуры (рис. 1), построенных по фотографиям шлифов, и 3D моделей (рис. 2), полученных с помощью рентгеновского компьютерного микротомографа Yamato TDM-1000H-II (МГУ имени М.В. Ломоносова) и оцифровки в программе VG MAX 3.3 в ООО «Совтест-Сервис» (г. Курск). (Томограф был получен в рамках реализации Программы развития МГУ имени М.В. Ломоносова.)

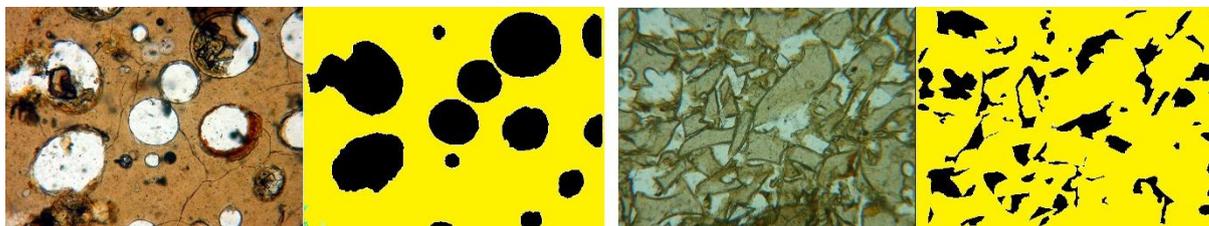


Рисунок 1. Фотографии шлифов и моделей гиалокластитов с круглыми порами (слева) и угловатыми продолговатыми порами (справа). В моделях черным цветом показаны поры, желтым – вулканическое стекло

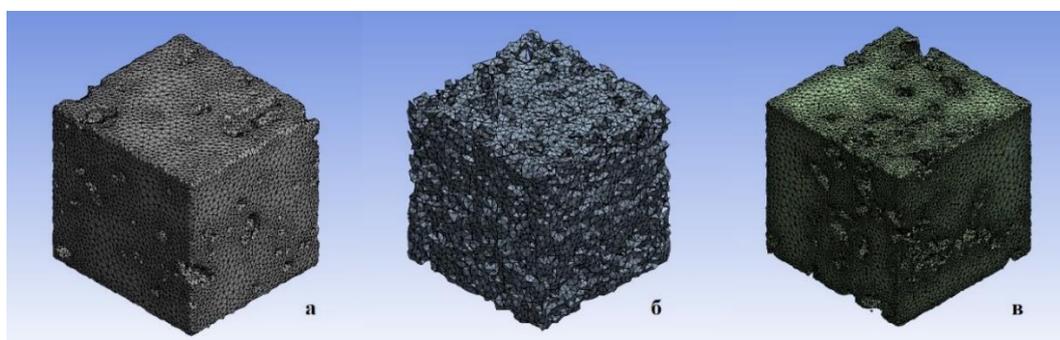


Рисунок 2. Трехмерные модели: а – чистого доломита, б – гиалокластита, в – доломитистого известняка

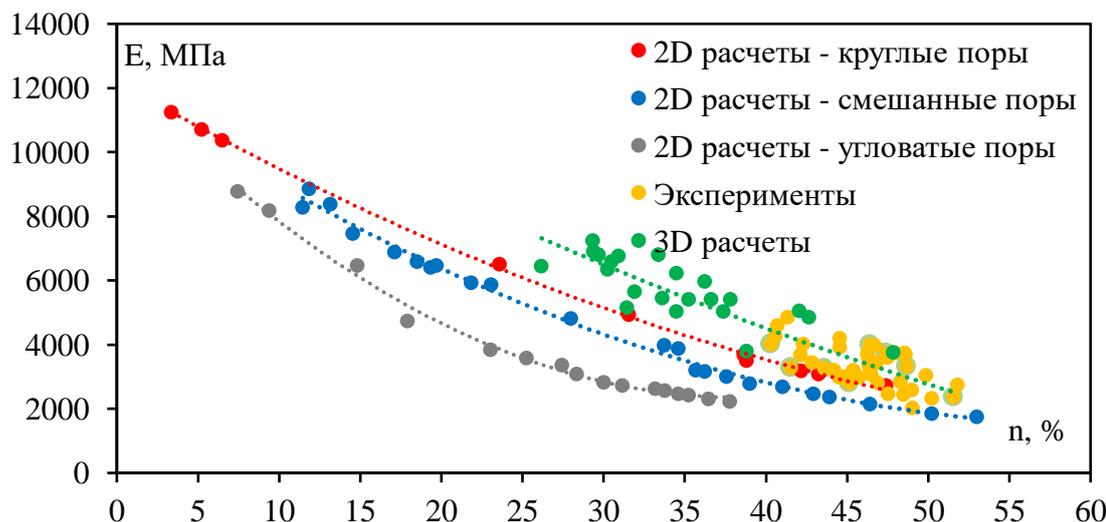


Рисунок 3. Зависимость модуля Юнга гиалокластита от пористости по результатам 2D и 3D расчетов по методу осреднения и экспериментов

Полученные зависимости рассмотрим на примере гиалокластитов. Все модели изотропны. Как видно на рисунке 3, результаты расчетов модуля Юнга на основе 3D

моделей близки результатам экспериментов, разница составляет первые проценты. Значения модуля Юнга, полученные на 2D моделях со смешанными порами, отличаются от результатов 3D расчетов на 20-30% в диапазоне пористости 28-40%. При больших значениях пористости (более 40%) значения модуля Юнга для 2D моделей, 3D моделей и экспериментов начинают сходиться.

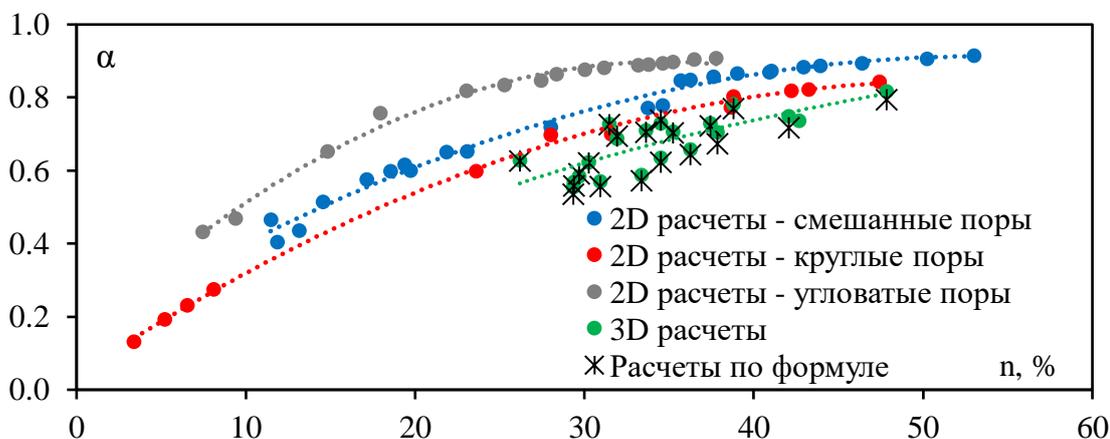


Рисунок 4. Зависимость коэффициента Био гиадокластита от пористости и формы пор по результатам 2D и 3D расчетов

Значения параметра Био (рис. 4) для 3D моделей гиадокластита ниже, чем для 2D моделей со смешанными порами, причем при пористости 30-50% различия составляют 5-20%, и чем больше пористость, тем различия меньше. Результаты 3D расчетов по методу осреднения совпадают с результатами расчетов по известной формуле $\alpha = 1 - K_s / K^{eff}$ [4], где K_s – коэффициент объемного расширения материала скелета. Значения K^{eff} были получены из решения локальной задачи (1).

Влияние формы пор на модуль Юнга и параметр Био исследовалось по результатам расчетов 2D моделей гиадокластитов. Как оказалось, при одной и той же пористости в образцах с круглыми порами модуль Юнга выше (рис. 3), а коэффициент Био, наоборот, ниже (рис. 4), чем в образцах с угловатыми вытянутыми порами. Это объясняется тем, что площадь контакта пор и твердой фазы для круглых пор меньше, чем для продолговатых пор.

Выводы

Проведенные исследования показали, что при оценке эффективных свойств пористых материалов целесообразно использовать 3D модели реальной структуры. С помощью асимптотического метода осреднения можно получать оценочные значения эффективных свойств скальных грунтов.

Библиография

1. Артамонова Н.Б., Мукатова А.Ж., Шешенин С.В. Асимптотический анализ уравнения равновесия флюидонасыщенной пористой среды методом осреднения // Известия РАН. Механика твердого тела. – 2017. – №2. – С.115-129.

2. Бахвалов Н.С., Панасенко Г.П. Осреднение процессов в периодических средах. – М.: Наука, Гл. ред. физ.-мат. лит-ры, 1984. – 352 с.
3. Biot M.A. General theory of three-dimensional consolidation // Journal of Applied Physics. – 1941. – Vol.12. – No.2. – Pp.155-164.
4. Geertsma J. The effect of fluid pressure decline on volumetric changes of porous rocks // Trans. AIME. – 1957. – Vol.210. – Pp.331-339.

*Природа формирования оползней в дисперсных грунтах с учетом рельефа
неровной кровли скальных грунтов*

Орлова Н. А. (Институт Геоэкологии им. Сергеева РАН, НИУ МГСУ,
iderlit@mail.ru)*

Аннотация

Работа построена на факторах формирования крупных глубоких оползней выдавливания в юрских глинах, принимающих участие в геологическом строении береговых склонов реки Москва. Показано, что глины, в которых формируется зеркало скольжения оползня залегают на известняках карбона, имеющих неровную кровлю. Создаются благоприятные условия для осадконакоплений, в которых глины залегают под разными углами, что с течением времени оказывает влияние на устойчивость склона.

Ключевые слова:

Каменноугольная, юрская система, оползень, рельеф, устойчивость склона.

Теория

Строение рельефа кровли скальных пород на территории Москвы и Московской области, подстилающих юрские образования, не придавалось значения долгое время при оценке оползневой активности. Основные причины формирования оползней в данном регионе связывают с деформированием, происходящем в юрских глинах. Известняки залегают глубже смещенных масс, являются жестким основанием, поэтому большинство исследователей не рассматривают возможность воздействия глубокозалегающих отложений. Основные причины активизации связывают со следующими причинами: гидрогеологические, гидрологические, метеорологические, сейсмические, собственно рельеф земной поверхности.

Изучение вопроса залегания неровной поверхности скальных грунтов, подстилающих дисперсные, позволит рассмотреть оползневые системы как единые с неподвижным ложем. Именно поэтому анализ неровной скальной кровли для осадконакопления подверженных смещению пород, может дать понимание, почему происходит формирование оползневых процессов в определенных условиях.

На территории города Москва в течении длительного времени формировалось несколько разновозрастных долин [2] на месте будущей реки Москва. Доюрская долина расположена в пределах города в западной, южной и восточной частях шириной от 6 до 12 км с переуглублением до 30-35 м, дочетвертичная долина находится значительно северней, шириной 2-10 км, переуглубление до 25 м. Современная долина реки Москва имеет три террасы, ширина ее составляет 400 м до 4 км, переуглубление - 25-30 м. На протяжении разных геологических эпох формировались неровные поверхности, которые оказывают влияние на современный рельеф.

Оценка оползневого участка «Воробьевы горы», как наиболее изученного, была проведена с целью составления карты поверхности кровли каменноугольных отложений, келловейского яруса средней юры. На основании выполненных в разные годы инженерно-геологических исследований рассматривалась территория от метрооста до

Троицкой церкви. Было установлено, что данная территория в каменноугольное время сформировала неровную поверхность с заметными зонами понижений, имеющую южное, юго-западное направление, с постепенным возрастанием значений абсолютных отметок к северо-востоку к противоположной стороне от оползневого берега реки, максимальные значения высот от 82 до 85 м, минимальные – 64 м, и локальных останцов известняков, вытянутой формы или изометричных, высотой от 3 до 5,78 м, понижения имеют глубину от 1 до 3,89 м, возле метромоста в реке возможное понижение имеет карстовый характер, установлено по одной скважине и имеет глубину до 12 м.

Несмотря на то, что в конце триаса и начале юры территория испытывает поднятие, получили широкое развитие речные долины. В это время устанавливается теплый и влажный климат, который способствовал образованию кор выветривания, залегающих с поверхности в пермских пестроцветных глинистых толщах, которые обрушались и уносились с поверхности. В среднеюрский период территория испытывает медленное опускание, что привело к накоплению глинистых осадков: бурые угли, глины. В позднеюрское время в морских условиях происходит накопление морских глин, фосфоритов, останков белемнитов, аммонитов. В конце юрского периода преобладал дельтовый режим с развитием речных долин. Состав отложений изменился с глин на глауконитовые пески, и кварцевые пески.

Зеркала скольжения, по которому осуществляют движение крупные блоковые оползни, наблюдаемые в настоящее время, проходят по верхнеюрским отложениям оксфордского яруса, редко захватывая отложения среднеюрских отложений келловейского яруса. Поэтому был проведен анализ не затронутых оползнями келловейских отложений, состоящих преимущественно из глин, составлена кровля их поверхности, которая показала, что в целом происходит наследование положения залегания каменноугольных известняков. Поверхность сформирована с основным понижением рельефа в южном, юго-западном направлении, наличие ложбин стока в центральной части участка, западной и восточной, вполне можно отнести к краям палеодолин. Основные формы рельефа в виде понижений и останцов сохранились. Останцы имеют высоту до 5,8 м, понижения – 3 - 6,3 м.

В результате выполненного анализа установлено, что глины имеют не ровное залегание относительно поверхности Земли, углы наклона их напластований различны по отношению к реке. Для оценки влияния небольших наклонов слабого слоя на устойчивость массивов использовались материалы [3], полученные при оценке устойчивости участка эскалаторной галереи на Воробьевых горах в г. Москве. В основу геомеханической модели положен реальный инженерно-геологический разрез и физико-механические свойства грунтов данного участка.

Расчеты устойчивости выполнены в программе PLAXIS для разного залегания углов наклона глинистых отложения келловей с незначительным изменением. Слабый слой задавался в виде соответствующим образом ориентированного элемента геомеханической модели малой мощности - нулевой в верхней части зоны смещения, до 1-1,5 м ниже, 2 м в пределах прямолинейного (основного) участка зоны смещения и 1-1,5 м на восходящем участке зоны смещения.

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ УСТОЙЧИВОСТИ

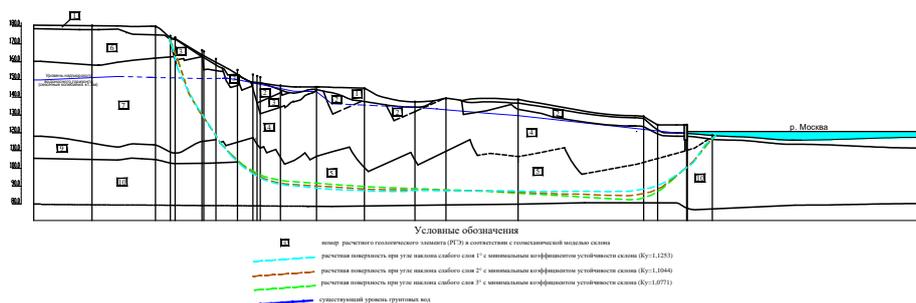


Рисунок 1. Результаты расчетов устойчивости, полученных при изменении углов наклона слабого слоя.

При изменении угла наклона на 1^0 коэффициент устойчивости (K_u) составляет 1,1253, расчетная поверхность при угле наклона слоя 2^0 $K_u=1,1044$, при угле наклона 3^0 , $K_u=1,0771$. При горизонтальном залегании глин $K_u=1,1641$.

Важно отметить, что заметные изменения устойчивости массива получены без всякого изменения рельефа, свойств грунтов и внутреннего строения массива (за исключением вышеуказанного маломощного слоя).

Выводы

Благодаря построенным поверхностям кровли известняков карбона и глин келловеев, установлено, что слои имеют неровную поверхность. Даже незначительное колебание угла наклона слабого грунта приводит к изменению коэффициента устойчивости склона. В дальнейшем при хозяйственном освоении территории важной задачей становится разработка методов оценки и прогноза устойчивости склона, в случае определения условий формирования оползней в местах распространения неровностей кровли подстилающих скальных грунтов.

Библиография

1. Иксанова Е.А. «Реконструкция доюрского палеорельефа г. Москвы в связи с решением инженерно-геоморфологических задач» // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 5. География. 2005. № 5. С. 44–48.
2. Мамаев Ю.А., и др. «Природа, факторы развития и динамика оползней в юрских глинах на территории г.Москвы. // Геоэкология. Инженерная геология, гидрогеология. Геоэкриология. 2019, №4, с.40-50.
3. Отчет «О работах по оценке устойчивости склона на участке реконструкции спортивного комплекса «Воробьевы горы» Сингеос, 2017 г.
4. Петренко С.И., Лихачева Э.И. «Некоторые результаты изучения палеодолин на территории г. Москвы» // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 1979. № 4. С. 96–99.

Результаты мониторинга мощности деятельного слоя на торфяниках в зоне островного распространения многолетнемерзлых пород

*Пономарева О.Е. * Российский государственный геологоразведочный университет (МГРИ), (Институт криосферы Земли ТюмНЦ СО РАН, o-ponomareva@yandex.ru)*

Бердников Н.М. (Институт криосферы Земли ТюмНЦ СО РАН, nikolaj-berdnikov@yandex.ru), Гравис А.Г., (Институт криосферы Земли ТюмНЦ СО РАН ag.gravis@gmail.com), Мельников В.П. (Тюменский индустриальный университет, sciensec@ikz.ru) Дроздов Д.С. (Институт криосферы Земли ТюмНЦ СО РАН, Тюменский Государственный Университет, ds_drozдов@mail.ru), Скворцов А.Г., (Институт криосферы Земли ТюмНЦ СО РАН, agskvortsov@mail.ru), Царев А.Г. (Институт криосферы Земли ТюмНЦ СО РАН, tsarev.am@gmail.com), Устинова Е.В. (Институт криосферы Земли ТюмНЦ СО РАН, sciensec@ikz.ru), Козодеев К.С. (Тюменский Государственный Университет, kozodeevkirill@gmail.com), Пляскин С.С. (Тюменский Государственный Университет, serezhenka_plyaskin@mail.ru)

Аннотация

По данным геокриологического мониторинга рассчитаны градиенты увеличения глубины сезонного оттаивания грунтов для 2 типов торфяников в северной тайге Западной Сибири, составляющие 2,6 и 4 см/год. Различиями в мощности торфа объясняются разброс в значениях градиентов. Приводятся данные о катастрофическом расширении участков с мерзлотой несливающегося типа на торфяниках с маломощным органическим слоем и о формировании достаточно мощного круглогодично существующего водоносного горизонта на этих участках. Высказывается предположение, что в зимнее время этот водоносный горизонт может представлять опасность для функционирования линейных объектов, пересекающих торфяники.

Ключевые слова

Многолетнемерзлые породы, деятельный слой, сезонноталый слой, сезонномерзлый слой, мерзлые торфяники, изменение климата.

Актуальность исследований

В этой работе термин деятельный слой использован в собирательном значении для обозначения верхнего слоя грунтов, ежегодно сезонно промерзающего (СМС) и (или) сезонно оттаивающего (СТС). Периодический переход СТС в СМС и обратно вызван нестабильностью термодинамических условий существования грунтов верхней части разреза криолитозоны в условиях современного потепления климата. Как показывают данные геокриологического мониторинга в Западной Сибири северная граница зоны нестабильности термодинамических условий переместилась к северу и охватывает уже территорию прерывистого распространения многолетнемерзлых пород (ММП). Здесь на мерзлых торфяниках формируются и стремительно, хотя и возвратно-поступательно, расширяются участки с переуглубленным залеганием кровли ММП, отрывом сезонной мерзлоты от многолетней. Увеличение мощности деятельного слоя и времени существования грунтов слоя в талом состоянии (приблизительно на 20 дней), являются дополнительными благоприятными факторами для трансформации растительных покровов. Трансформация растительного покрова вносит значительный элемент

неопределенности в оценку темпов увеличения мощности деятельного слоя, так как проявляется в смене растительных ассоциаций на более южные, увеличении высоты и сомкнутости крон деревьев, высоты и площади покрытия кустарников, то есть условий снегозадержания, затененности, испарения. Деятельный слой первым реагирует на изменения условий теплообмена на поверхности, многолетняя динамика мощности этого слоя, отражая изменения климата, служит индикатором перемен. Расчет и прогноз этой характеристики неточен, вместе с тем, мощность деятельного слоя является важной характеристикой грунтов, учитываемой при инженерных расчетах, и потому единственным надежным источником информации остается ее непосредственный мониторинг. Поэтому не случайно, что РФ присоединилась к международному проекту CALM – Циркумполярный мониторинг деятельного слоя.

В рамках проекта CALM в северной тайге Западной Сибири близ г. Надым на геокриологическом стационаре в 1997 г. была выбрана и оборудована первая наблюдательная площадка – CALM-I. Для площадки было выбрано это место, поскольку здесь на специальном стационаре уже с 1970-х годов велись измерения глубины сезонного протаивания на торфяниках и буграх пучения, что позволяло более обосновано судить о тенденциях изменения мощности деятельного слоя. В 2013 г. была оборудована вторая площадка – CALM-II. Обе площадки расположены на плоских торфяниках III озерно-аллювиальной равнины, но существенным образом отличаются по строению верхней части разреза. Плоский торфяник, на котором расположена площадка I, сложен торфом мощностью 0,5 м, который подстилается песками с маломощными линзами и прослоями суглинка. Пески имеют массивную криогенную текстуру, сменяются на глубине 5,5 м на льдистые суглинки. Плоский торфяник, на котором расположена площадка II, отличается большей мощностью торфа, и подстилается он сильно оторфованным суглинком. Суммарная мощность верхнего органоминерального слоя здесь составляет 1,30 м, он подстилается песками с массивной криогенной текстурой и сменяется на глубине 7,5 м – льдистыми суглинками. Ежегодно на площадках проводятся наблюдения по единому протоколу.

Методика исследований

Наблюдения выполняются в конце теплого периода, включают измерение мерным щупом глубины протаивания у 111 пикетов (11 пикетов в 11 рядах). При необходимости (если теплый период затягивается) эти фактические данные корректируются расчетным методом с учетом данных близ расположенной метеостанций. Помимо глубины деятельного слоя на площадках измеряется температура грунтов на 2-х глубинах (на поверхности и на подошве деятельного слоя). Дополнительно определяется высота поверхности у пикетов наблюдательной сети (нивелировкой от геодезического репера) для оценки динамики пучения и осадки поверхности и геофизические исследования для уточнения положения кровли мерзлоты. В 22 скважинах, глубиной 10 м, расположенных на торфяниках и буграх пучения, производится круглогодичный мониторинг температуры логгерами, с интервалом опроса 4 часа. В 2019 г. на площадке CALM- I и в аналогичных ландшафтах были пройдены 3 скважины глубиной 2-2,5 м, оборудованные логгерами, измерения велись 1-2 года.

Результаты мониторинга и их обсуждение

По архивным данным [1] в 70-гг. XX века глубина сезонного протаивания на торфяниках на широте Надьма составляла 40-60 см. К 1997 г. на возвышенных участках торфяников, в точках, с мощным растительным и органическим покровом глубина сезонного протаивания увеличилась в среднем до 73 см. На участках с нарушенным растительным покровом глубина протаивания резко возрастала (в 3-4 раза) в первые годы после нарушения, а затем по мере восстановления растительности – стабилизировалась на глубинах 2-3 и более м. В XXI веке градиенты повышения температур воздуха удвоились по сравнению с периодом климатической нормы и на многих торфяниках стала существенно возрастать глубина оттаивания грунтов. Кроме того, началось стремительное расширение участков с мерзлотой несливающегося типа.

Однако на торфяниках с различным строением разреза темпы увеличения глубины протаивания пород проявились неодинаково. По темпам увеличения глубины протаивания следует выделять 2 группы торфяников: (1) с медленным увеличением глубины протаивания в торфе (и оторфованных суглинках) и (2) с быстрым увеличением глубины протаивания, на которых формируются участки несливающейся мерзлоты (сезонная мерзлота не сливается с многолетней). В результате кровля многолетнемерзлых пород переуглублена, отделена от СМС слоем с положительными температурами. Площадь таких участков, со временем увеличивается, но не линейно, а возвратно-поступательно в зависимости от климатических условий конкретного года (температуры воздуха, высоты снежного покрова и соотношении времени установления устойчивого снежного покрова и наступления морозов). Площадка CALM II выбрана на торфянике 1-го типа, CALM II – на торфянике 2-го типа. За 8 лет наблюдений на площадке CALM II средняя глубина сезонного оттаивания грунтов увеличилась с градиентом 2,6 см/год от 57 см в 2013 до 78 см в 2021г. Участки несливающейся мерзлоты в расчет не принимались, они расположены под озерами с открытой водой, их площадь остается постоянной. Для расчета средней глубины оттаивания на площадке CALM I были выбраны только пикеты, расположенные на участках сливающейся мерзлоты, а количество этих пикетов постепенно сокращалось, в 2021 г. их осталось только 4, поэтому в расчет они не брались. Градиент увеличения глубины оттаивания грунтов на площадке CALM I за период с 2013 по 2020 г составила 4 см/год, с 120 до 148 см (Рисунок 1).

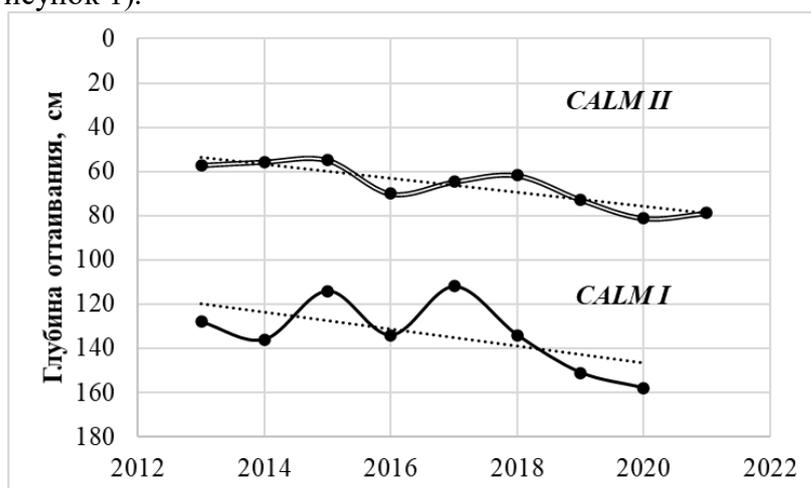


Рисунок 1. Изменение средней глубины протаивания пород на площадке CALM- I, CALM II и линии тренда.

Различия в величине и градиенте увеличения глубины сезонного оттаивания на площадках обусловлены многими факторами, главным является мощность органического (органоминерального) слоя. В настоящее время, глубина оттаивания в торфе превышает 60 см, поэтому на участках, где мощность торфа менее указанной величины, в середине теплого периода протаивание распространяется в горизонт песков, после чего процесс протаивания катастрофически ускоряется. Необычные климатические условия 2020 г. (среднегодовая температура воздуха составила $-0,6^{\circ}\text{C}$ при норме $-5,9^{\circ}\text{C}$) привела к катастрофическому увеличению глубины сезонного оттаивания на участках с маломощным торфом, но слабо отразились на участках с мощным торфяным слоем.

В 70-80 гг. XX века торфяники представляли собой местные водоразделы, с неглубоким залеганием кровли ММП, над которой летом формировался невыдержанные по пространству временно существующий горизонт надмерзлотных вод или отдельные линзы водонасыщенного грунта, преимущественно торфа. Разгрузка этих вод была затруднена и, если условия позволяли, осуществлялась в заболоченные ложбины стока, окружавшие торфяники. Мерзлота несливающегося типа на участках с преимущественно песчаным разрезом, создает хорошие условия для инфильтрации атмосферных осадков и формирования водоносного горизонта. На таких участках торфяников в 2019 и 2022 гг. были выполнены геофизические исследования которые показали, что кровля ММП залегает теперь на глубинах 3-6 м, а водоносный горизонт составляет единое целое с подземными водами заболоченных ложбин стока. Воды этого горизонта зимой оказываются ниже слоя промерзания, поэтому водоносный горизонт существует круглогодично. В зимнее время разгрузка этого горизонта затруднена, поэтому можно ожидать возникновения местного напора. Возникновение напора может представлять большую опасность для линейных инженерных объектов, пересекающих ложбины и торфяники с мерзлотой несливающегося типа.

Выводы

1. На торфяниках северной тайги Западной Сибири наблюдается увеличение глубины сезонного оттаивания, обусловленное потеплением климата.
2. Торфяники с мощным растительным покровом и органическим слоем являются наиболее устойчивыми к потеплению ландшафтами, и градиент увеличения глубины сезонного оттаивания составляет здесь в среднем 2,6 см/год, а глубины оттаивания в среднем составляют 0,6-0,8 м.
3. На торфяниках с маломощным органическим слоем и преимущественно песчаным составом (верхней части разреза), градиент увеличения глубины оттаивания достигает 4 см/год, а глубина оттаивания – 1,1-1,6 м. На таких торфяниках формируются участки с переуглубленной кровлей ММП, площадь этих участков быстро увеличивается.
4. Различия в скорости отступания кровли мерзлоты на торфяниках определяются главным образом мощностью органического слоя. При современных климатических условиях эмпирическим путем установлено, что «делящей» является мощность торфа приблизительно 70 см.

5. На участках с несливающейся мерзлотой формируется круглогодичный водоносный горизонт, затрудненная разгрузка которого может представлять опасность для линейных сооружений пересекающих торфяники.

Библиография

1. Комплексный мониторинг северотаежных геосистем Западной Сибири / Отв.ред. ак. В.П. Мельников. – Новосибирск: Академическое изд-во «Гео», 2012. – 207 с.

Использование метода амплитудных спектров для оценки сейсмических свойств грунтов оползневых участков Коломенское и Москворечье-Сабурово в г. Москва

Прасолов А.А. (НИУ МГСУ, ghfcjkjdfylhtq@yandex.ru),*

Аннотация

В настоящее время в крупных городах увеличивается освоение территорий со сложными инженерно-геологическими условиями, в том числе оползнеопасных. Проведение инженерных изысканий на таких территориях осложняется трудностью использования тяжёлой техники на крутых склонах, что приводит к большему использованию косвенных методов. Одним из таких является сейсмометрический метод амплитудных спектров, основанный на выявлении резонансных частот слоёв и неоднородностей геологического строения. Он используется как для определения литологических контактов, так и сейсмических свойств грунтов, например, при необходимости оценки динамического воздействия на устойчивость склонов.

На примерах оползневых участков Коломенское и Москворечье-Сабурово в г. Москва показана хорошая сходимость геологического строения, полученных этим методом с проведённым бурением, так и сейсмических свойств грунтов с корреляционными оценками в сравнении с более изученным участком Воробьёвы горы.

Ключевые слова

Метод амплитудных спектров, оползневые участки.

Теория

В настоящий момент в мегаполисах необходимо осваивать новые территории, зачастую имеющими сложные инженерно-геологические условия, к которым относятся и оползневые участки Коломенское и Москворечье-Сабурово в Москве. Для них важным является определение свойств грунтов, в частности физико-механических, что является трудноосуществимым прямыми методами, так как для этого нужна тяжёлая техника. Тем самым развитие сейсмометрических методов, в том числе метода амплитудных спектров, возможно для наиболее тяжёлых участков, где нецелесообразно проходить инженерно-геологические выработки. При этом метод амплитудных спектров позволит определить сейсмические свойства грунтов, которые позволят выполнять динамические и псевдостатические расчёты устойчивости склонов и предварительно оценивать другие свойства по корреляционным зависимостям.

Основным методом изучения являлся сейсмометрический, основанный на определении амплитудных спектров, при неизменном положении сейсмоприёмника и возбуждении колебаний на двух ортогональных линиях [2]. Для определения положения слоёв в геологическом разрезе проводится анализ сигнала в переменном временном интервале и выявляется резонансная частота для данного слоя. Так при получении резонансной частоты при преобразовании формул [2] можно получить формулу скорости поперечных (сдвиговых) волн (S-волн) при длине профиля в 50 м: $v_s = bhf_p/n$, где h – глубина исследований в м, f_p – резонансная частота данного слоя в Гц и n – количество перемещений сейсмогенерирующего источника для данного профиля. Полученные показатели позволяют определить литологические границы и мощности геологических

слоёв. Кроме того предполагаемый способ позволяет по безразмерному параметру отношения амплитудных спектров оценить степень неоднородности грунтов, которая, как правило, будет выражаться, в трещиноватости и дополнительной обводнённости, что характерно в верхних слоях для смещаемого оползневого блока, примеры графиков с этим параметров представлены на рис. 1 и 2.

Участок “Коломенское” – один из наиболее крупных и активных оползневых участков Москвы, где в течение второй половины голоцена сформировались многоступенчатые блоковые оползни. На участке с 1972 г. проводятся ежегодные маршрутные наблюдения за оползневыми смещениями, которые с разной степенью интенсивности продолжаютя вплоть до настоящего времени [3]. С 2020 г. на данном участке началось строительство Юго-Восточной хорды, включая транспортную развязку с Каширским шоссе [1].

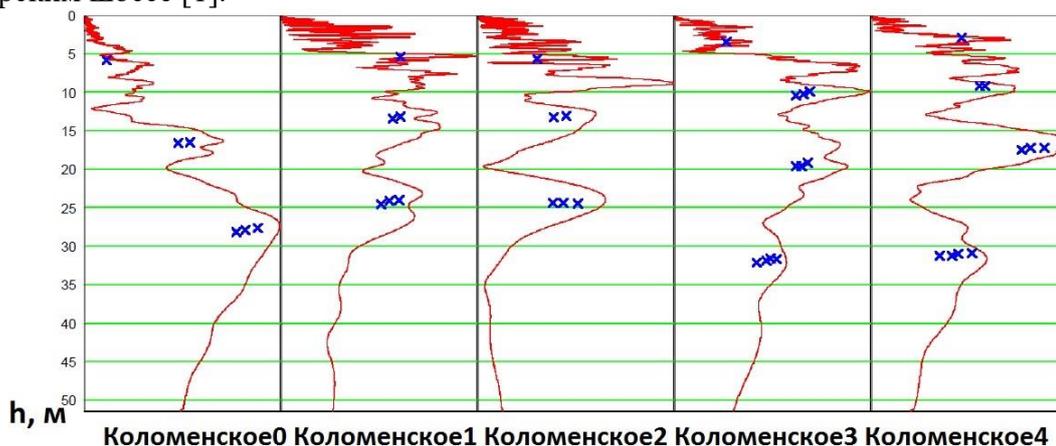


Рисунок 1. Амплитудные спектры профилей на оползневом участке Коломенское.

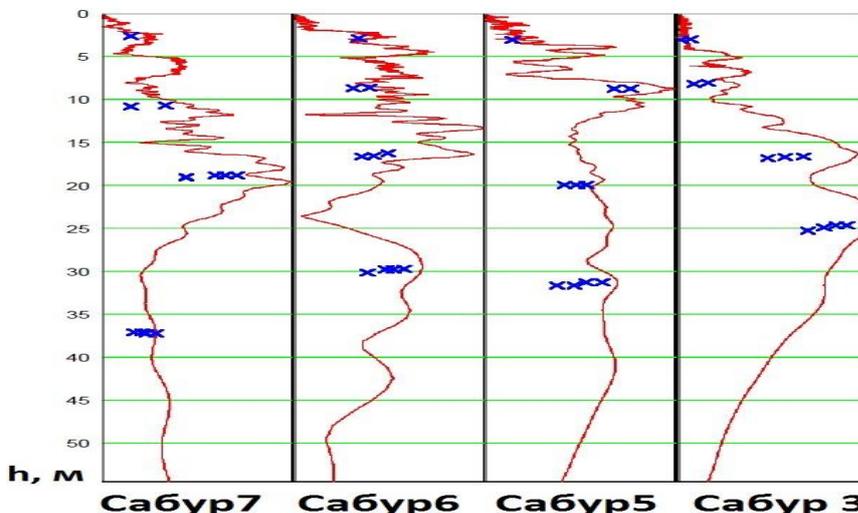


Рисунок 2. Амплитудные спектры профилей на оползневом участке Москворечье-Сабурово.

В результате проведённых геофизических работ на участке Коломенское были отмечены дополнительные границы в келловейских отложениях по профилям 3 и 4, что может свидетельствовать о прохождении по ним поверхности скольжения. Дополнительным доводом данной гипотезы служат значения скоростей сдвиговых волн, полученных при проведении геофизических работ, и их сравнение с аналогичными параметрами для участка Воробьёвы горы (табл. 1). По ним выделенные в рамках профилей 3 и 4 скорости потенциально смещённых келловейских глин показывают пониженные значения, которые могут характеризовать их разуплотнение при формировании поверхности скольжения, в свою очередь по профилям 0, 1 и 2 поверхность скольжения выделяется по оксфордским глинам. Также для профиля 2 была выделена единственная чётко выраженная граница между юрскими и каменноугольными отложениями (примерно на 3-4 м выше обычного), под ней были определены скорости каменноугольных известняков. В целом их скорость достаточно низкая, как и для участка Воробьёвы горы.

Это подтверждается также и оценкой их физико-механических свойств полученных по таблице Г.4 СП 446.1325800.2019 (по В.И. Бондареву) (табл. 2), что может свидетельствовать о сильном выветривании каменноугольных известняков у их кровли.

Таблица 1. Сейсмические свойства грунтов для участка Коломенское и сравнение с участком Воробьёвы горы

| Индекс | Мощность средняя, м | v_s , м/с (Коломенское) | v_s , м/с (Воробьёвы горы) |
|------------------------------|---------------------|---------------------------|------------------------------|
| dIII-IV | 4,8 | 210 | 180-260 |
| J _{3ox-tt} (+смещ.) | 8,2 | 298 | 310-320 |
| J _{2k} (смещ.) | 8,8 | 291 | 320-330 |
| J _{2k} | 9,2 и более | 313 | 320-330 |
| C ₂ | С глубины 24 м | 720 | 640-700 |

Таблица 2. Оценочные физико-механические свойства грунтов, полученные геофизическими методами по формулам из таблицы Г.4 СП 446.1325800.2019 (по В.И. Бондареву) участка Коломенское

| Индекс | v_s , м/с | E, МПа | φ , ° (для песков) | R _c , МПа |
|------------------------------|-------------|-----------|----------------------------|----------------------|
| dIII-IV | 210 | 20,3 | 33,8 | - |
| J _{3ox-tt} (+смещ.) | 298 | 24,3-26,3 | - | - |
| J _{2k} (смещ.) | 291 | 23,3-25,2 | - | - |
| J _{2k} | 313 | 26,4-28,6 | - | - |
| C ₂ | 720 | - | - | 4,8 |

Для участка Москворечье-Сабурово за период с середины семидесятых годов прошлого века, при сравнении контуров береговой линии р. Москва видно, что на данном участке смещение грунтовых масс в русло реки достигло 35-40 м [4]. Повышенная мощность юрских отложений и более низкое положение кровли каменноугольных известняков были подтверждены геофизическими методами. Как и для участка Коломенское, кровля известняков была достигнута только одним профилем 7, при этом отмеченная глубина каменноугольных известняков уже достигла 37 м. В целом значения скоростей поперечных волн для участка Москворечье-Сабурово сопоставимы с аналогичными для участков Коломенское и Воробьевы горы, при этом определены более низкие значения для четвертичных отложений и на границе юры-мела, что может быть вызвано более активным развитием вторичных оползней, но при этом более высокими значениями скоростей для оксфордских глин и нижележащих отложений, что может быть объяснено большей природной нагрузкой (табл. 3). Это выражено и в оценке физико-механических свойств грунтов, так каменноугольные известняки у кровли на участке Москворечье-Сабурово уже могут быть классифицированы как скальные с $R_c > 5$ МПа (табл. 4), в то время как аналогичные для участков Коломенское и Воробьевы горы являются полускальными.

Таблица 3. Сейсмические свойства грунтов для участка Москворечье-Сабурово и сравнение с участком Воробьевы горы

| Индекс | Мощность сред., м | v_s , м/с (Москворечье-Сабурово) | v_s , м/с (Воробьевы горы) |
|----------------------------------|-------------------|------------------------------------|------------------------------|
| dIII-IV | 4,0 | 199 | 180-260 |
| J _{3tt} -K ₁ | 5,5 | 263 | 260-315 |
| J _{3ox} (смещ.) | 8,8 | 311 | 310-320 |
| J _{2k} | 9,7 и более | 339 | 320-330 |
| C ₂ | С глубины 37 м | 830 | 640-700 |

Таблица 4. Оценочные физико-механические свойства грунтов, полученные геофизическими методами по формулам из таблицы Г.4 СП 446.1325800.2019 (по В.И. Бондареву) участка Москворечье-Сабурово

| Индекс | v_s , м/с | E, МПа | φ , ° (для песков) | R_c , МПа |
|----------------------------------|-------------|-----------|----------------------------|-------------|
| dIII-IV | 199 | 18,6 | 33,2 | - |
| J _{3tt} -K ₁ | 263 | 19,8-21,0 | 33,7 | - |
| J _{3ox} (смещ.) | 311 | 26,1-28,3 | - | - |
| J _{2k} | 339 | 30,2-32,5 | - | - |
| C ₂ | 830 | - | - | 6,3 |

У опорного участка Воробьёвых гор средний угол направления поперечных волн составил 24°. Если для участка Москворечье-Сабурово в целом значения скоростей сейсмических волн чуть выше, чем для Воробьёвых гор, то для участка Коломенское в вышележащих отложениях значения скоростей ниже, что скажется на уменьшении угла прихода поперечных волн и угла “рассогласования”. В свою очередь малое значение угла “рассогласования” приведёт к меньшему значению разрушающего ускорения ввиду большего вклада в неустойчивость склонов при прочих равных условиях.

Выводы

Таким образом, в ходе данных исследований были:

1) проведены геофизические исследования с использованием метода амплитудных спектров для выделения границ грунтов по амплитудному спектру и определением сейсмических свойств грунтов методом резонансных частот;

2) обработаны результаты исследований и проведена сравнительная характеристика геологического строения оползневых участков Коломенское и Москворечье-Сабурово в Москве;

3) проведена оценка физико-механических свойств грунтов по полученным методом амплитудных спектров сейсмическим свойствам и корреляций СП 446.1325800.2019, по ней возможно корректировать дальнейшее изучение свойств грунтов на последующих этапах проведения инженерно-геологических и инженерно-геотехнических изысканий;

4) проанализировано влияние сейсмических свойств грунтов и границы между скальными и дисперсными грунтами на параметры сейсмического воздействия при расчёте устойчивости оползневых участков в сравнении с участком Воробьёвы горы.

Библиография

1. Захарова В., Соловьев Е.С. Оценка уровня техногенного воздействия на состояние природно-технических систем на примере парка Коломенское (г. Москва) и прилегающих к нему территорий // Дни студенческой науки ИГЭС НИУ МГСУ. М.: Издательство МИСИ-МГСУ, 2021. С. 91-98.

2. Колчин Г.И., Белоусов В.И., Гликман А.Г., Бунчиков В.Н. Патент SU 18021190 A1 от 25.12.1990. Способ определения положения ослабленных контактов в массиве горных пород. ГМНИИ по безопасности работ в горной промышленности, 1990, 9 с.

3. Орлова Н.А., Кропоткин М.П., Ильина О.А., Прасолов А.А., Крупская В.В. Геоэкологические риски вследствие размещения токсичных химических и радиоактивных отходов на участке “Коломенское” в г. Москва и возможности реабилитации территории // Геоэкология. Инженерная геология. Гидрогеология. Геокриология. 2020. №1. С. 57-63.

4. Постоев Г.П. Закономерности гравитационного деформирования грунтовых массивов // Геоэкология. Инженерная геология. Гидрогеология. Геокриология. 2009. №6. С. 534-543.

Влияние коэффициента вариации на устойчивость склона
Суслин И.Р.* (МГРИ, suslinir@mgri.ru)

Аннотация

Отсутствие полноты информации о составе, строении и свойствах литотехнических систем может стать причиной существенных ошибок при расчетах устойчивости склонов. В работе проведено сопоставление результатов вероятностного анализа устойчивости склона в двух- и трехмерной постановке.

Ключевые слова

Устойчивость склонов. моделирование, 3D моделирование, коэффициент вариации, вероятностный анализ.

Теория

Актуальность исследования очень велика, так как отсутствие полноты знаний о составе и свойствах литотехнических систем [4] может привести к серьезным ошибкам при моделировании устойчивости склонов. В настоящее время для получения более обоснованных результатов используется вероятностный анализ [2, 5]. Также актуальность работы заключается в использовании метода 3D моделирования устойчивости склона. 3D модель показывает более точный вариант устойчивости склона в отличие от 2D модели и, в сравнении с последней имеет ряд неоспоримых преимуществ [3, 5, 6, 7].

Расчеты были выполнены для склона выравнивающего водохранилища ГЭС-4 каскада Кубанских ГЭС. В ходе выполнения работы были созданы 2D и 3D модели изучаемого склона в программах Slide2 и Slide3, основой для построения которых являлся инженерно-геологический разрез по линии XV-XV плотины выравнивающего водохранилища (Рис.1). Геологическое строение склона представляет собой чередование современных четвертичных отложений и подстилающих их элювиальных грунтов. В ходе инженерно-геологических изысканий исследуемый склон был разбит на следующие инженерно-геологические элементы (ИГЭ):

- ИГЭ-1в (tQ_{IV}) - современные техногенные отложения слагающие насыпь дамбы выравнивающего водохранилища и представленные глиной твердой мощностью от 2 до 8 м.;
- ИГЭ-2 (pdQ_{IV}) - современные иллювиальные отложения, представленные глиной полутвердой, мощностью от 0,2 до 2 м;
- ИГЭ-4 (aQ_{III}) - верхнечетвертичные аллювиальные отложения, представленные глиной полутвердой и твердой, мощностью от 3 до 9 м;
- ИГЭ-6 (eP_3-N_1)mk - элювиальные отложения верхнего палеогена (олигоцена) - нижнего неогена (миоцена) майкопской серии, представленные глиной твердой, вскрытой мощностью 2 м.

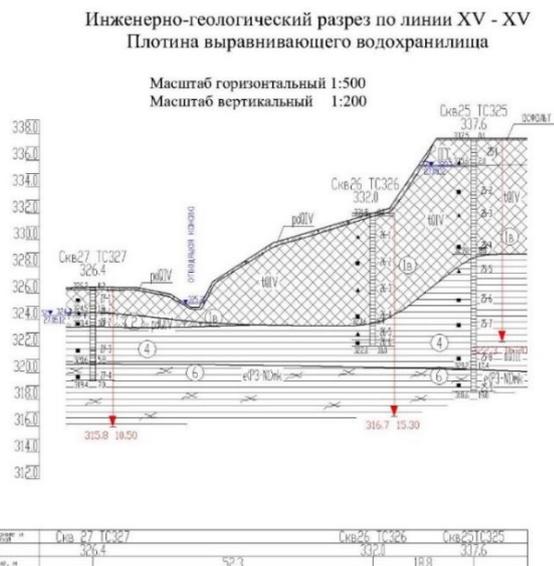


Рис.1 Инженерно-геологический разрез склона выравнивающего водохранилища

В качестве исходных данных для 2D и 3D расчётов устойчивости склона использовались физико-механические свойства вышеперечисленных ИГЭ. При этом задавался разный коэффициент вариации прочности на сдвиг в следующих диапазонах: 0.15, 0.3, 0.6. Для расчёта моделей устойчивости склона использовался метод Янбу [5].

Средний коэффициент устойчивости как в 2D так и в 3D составил 1.6, что показывает, что склон является устойчивым (Рис.2, Рис.3) [3, 8].

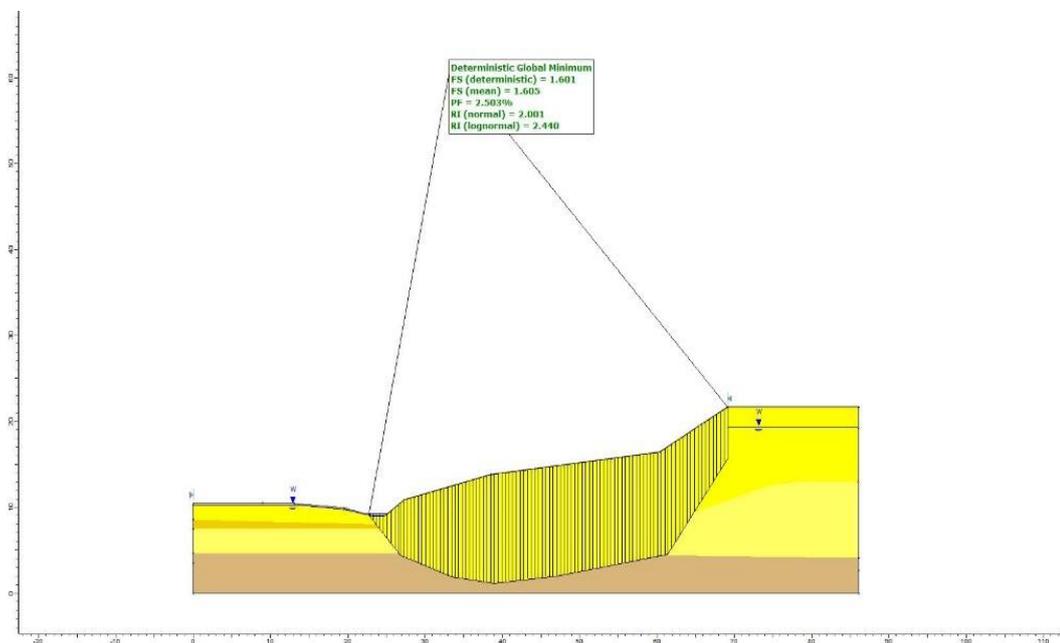


Рис.2 Расчёт устойчивости склона программой Slide2

FS (Deterministic): 1.628
PF: 8.8%

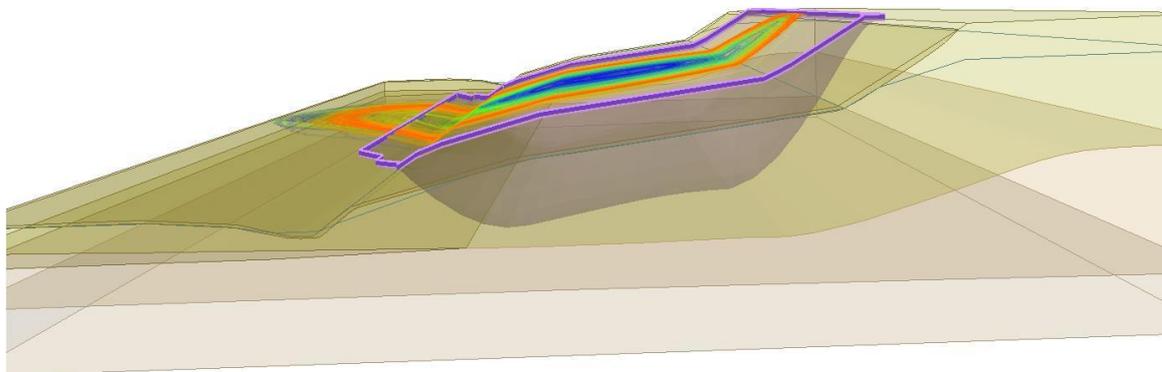


Рис.3 Расчёт устойчивости склона программой Slide3

Однако, вероятность развития оползневой процесса существенно зависит от коэффициента вариации прочности на сдвиг (Рис.4).

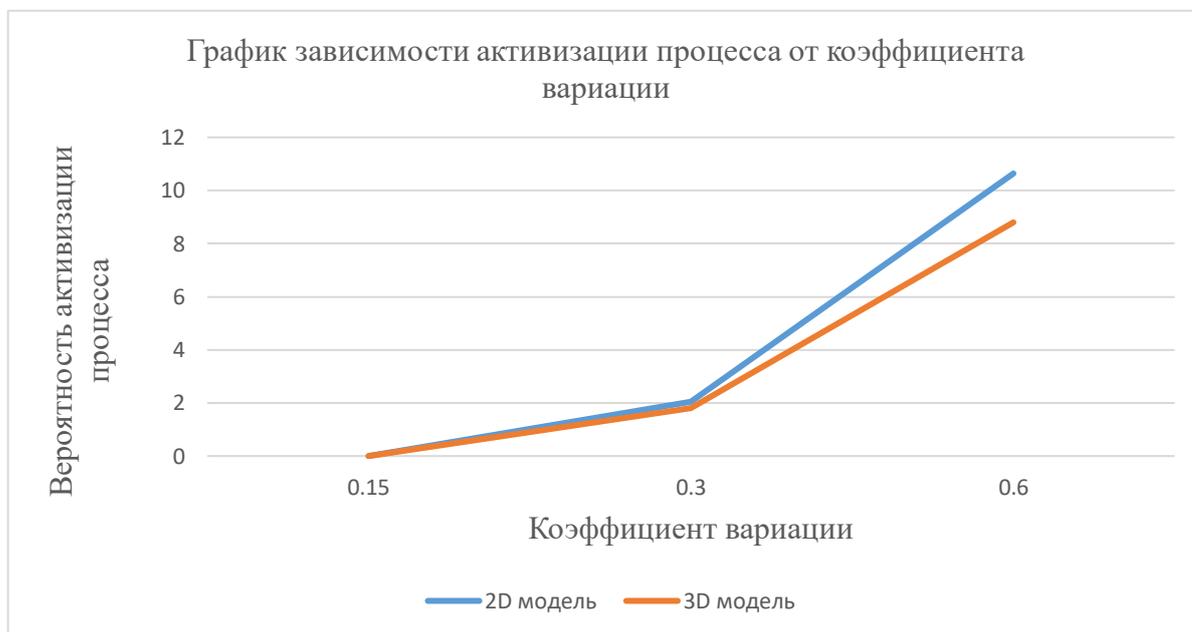


Рис.4 График зависимости активизации процесса от коэффициента вариации

Выводы

В результате моделирования устойчивости склона выравнивающего водохранилища ГЭС-4 были получены следующие результаты: средний коэффициент устойчивости в 2D и 3D моделирование составил 1.6, отсюда можно сделать вывод что склон является устойчивым. Однако, вероятность развития оползневого процесса существенно зависит от коэффициента вариации прочности на сдвиг, чем выше коэффициент вариации, тем выше вероятность развития оползневого процесса [2].

Благодарности

Автор выражает огромную благодарность сотруднику АО «Мособлгидропроект» Мусаевой Людмиле Анатольевне за предоставленную информацию!

Библиография

1. Горобцов Д. Н., Фоменко И. К., Мусаева Л. А. ОБЪЕМНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ОПОЛЗНЕВОГО ПРОЦЕССА НА ПРИМЕРЕ БЕРЕГОВОГО СКЛОНА РЕКИ КУБАНЬ // Малышевские чтения: Материалы IV Всероссийской научно- практической конференции. — ООО Ассистент плюс Старый Оскол, 2019. — С. 274–280.
2. Зеркаль О. В., Фоменко И. К. Влияние различных факторов на результаты вероятностного анализа активизации оползневых процессов // Инженерная геология. — 2016. — № 1. — С. 16–21.
3. Зеркаль О. В., Фоменко И. К. Сопоставимость двух- и трехмерного анализа устойчивости склонов // Материалы Междунар. науч. конф. Синтез знаний в естественных науках. Рудник будущего: проекты, технологии, оборудование: в 2 т. — Т. 1. — Редакционно-издательский отдел Пермского государственного национального исследовательского университета Пермь, 2011. — С. 46–49.
4. Кургузов К. В., Фоменко И. К., Сироткина О. Н. ВЕРОЯТНОСТНО-СТАТИСТИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ ПРИ ОЦЕНКЕ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ЛИТОТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМ // Геоэкология. Инженерная геология. Гидрогеология. Геокиология. — 2020. — № 2. — С. 80–89.
5. Фоменко И. К. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ В РАСЧЕТАХ УСТОЙЧИВОСТИ СКЛОНОВ // Инженерная геология. — 2012. — № 6. — С. 44–53.
6. Фоменко, И. К., Горобцов, Д. Н., Зеркаль, О. В., Сироткина, О. Н. Объемное моделирование при оценках устойчивости склонов // Сборник трудов VII Международного научно-практического симпозиума Природные условия строительства и сохранения храмов Православной Руси. — СТСЛ Свято-Троицкая Сергиева Лавра, 2020. — С. 152–158.
7. Фоменко И. К., Зеркаль О. В. Преимущества методов оценки устойчивости склонов в трехмерной постановке // Геотехника. — 2011. — № 5. — С. 38–43.

8. The schematization of soil properties in mathematical modeling in engineering geology and geotechnics / I. K. Fomenko, D. N. Gorobtsov, K. V. Kurguzov et al. // The Evolution of Geotech - 25 Years of Innovation. — Leiden, The Netherlands,; Leiden, The Netherlands,, 2021. — P. 202–209.

**Факторы уязвимости морских нефтегазовых сооружений
в шельфовой зоне мьянмы**

**Ярг Л.А. * (МГРИ, Liudmila.Yarg.@ yandex.ru),
Тейза Соу Моу (МГРИ, tayzasoemoe4@gmail.com)**

Аннотация

Целевое назначение работы систематизация факторов воздействия атмосферы, гидросферы, литосферы, биосферы на функционирование морских нефтегазовых сооружений (МНГС), проектируемых на шельфе Андаманского моря в Мьянме, находящейся в пределах Евро-Азиатского сейсмического пояса. Авторами предлагается Модель «Дерево событий», обусловленных разными аспектами опасных воздействий на МНГС в целях снижения рисков их функционирования.

Ключевые слова

Неотектонические движения, шельф, морских нефтегазовых сооружений, риск.

Теория

Мьянма является крупнейшей страной в материковой части Юго-Восточной Азии. Её шельф, протягивающийся на 2000 километры вдоль побережье Бенгальского залива и Андаманского моря, содержит крупные запасы углеводородов, локализующихся в миоценовых песчаниках на глубине около 2500 км.

Мьянма подвержена землетрясениям, поскольку она находится в одном из двух основных поясов **сейсмичности** в мире — Евроазиатском (**Средиземноморско-Трансазиатском**), который простирается с северного Средиземноморья на восток через Турцию — Иран — Афганистан — Гималаи — Мьянму — Индонезию. Областью интенсивной сейсмичности является Зондская островная дуга, где глубокофокусные землетрясения обусловлены наличием сейсмофокальной зоны, погружающейся в северо-восточном направлении.

Современная динамика субдукции Индостана под Азиатский континент со средней скоростью 3,5 см / год; активные движение структуры южно-центральной части Мьянмы на север (процесс раздвигания жёстких литосферных плит) со средней скоростью 2,5 – 3,0 см / год. (Bertrand et al., 1998; Curray, 2005); правосторонние смещения вдоль континентального трансформного разлома между Индо-Австралийской и Евроазиатской плитами - разлома Сагаинг, который прослеживается в шельфе Андаманского моря, обуславливают высокую сейсмичностью с частой повторяемостью высоко-магнитудных подводных и наземных землетрясений, подводного и наземного вулканизма.

Результатом тектонических движений является формирование: современных меридионально вытянутых тектонических структур, определивших рельеф, геологическое строение, геоморфологические и инженерно-геологические условия Мьянмы.

Четырьмя основными тектоническими провинциями Мьянмы являются: 1) террейн Прибрежный пояс Ракхайн; 2) Западный Индо-Бирманский складчатый Пояс; 3) Внутренняя Бирманская третичная впадина; 4) террейн Восточный Шан-Блок.

С учетом геоструктурных признаков: на территории Мьянмы обособлены пять инженерно-геологических структур: **I** Внутренний Бирманский третичный бассейн, **II** Восточный Сино-бирманский блок, **III** Западная Индо-Бирманская горно-складчатая система, **IV** Прибрежный район Аракан, **V** Шельф Бенгальского залива и Андаманского моря.

При столкновении Бирманская плита с Евроазиатской в плиоце, транспрессинговая деформация создавала: надвиги и взбросы, инвертированные сбросы, протяженные бассейны, играющие главную роль в формировании конфигурации бассейна Андаманского моря, который можно разделить на шесть тектонических регионов (с запада на восток): 1) аккреционный призмный комплекс Андаманские, Никобарские острова, 2) регион активных разломов (Западно-Андаманский и Суматринский), 3) Центральнo-Андаманская впадина, пересекаемая возвышенностями Оллок, Сьюэлл, 4) Восточно-Андаманская котловина, 5) склон континентальный, 6) шельфовый район залива Мартабан [1].

Шельф окаймляет сушу полосой (до 170 км) и представляет собой подводное продолжение Центрального Третичного бассейна Мьянмы. Рельеф шельфа моря — практически ровная поверхность, с уклоном $0,1^\circ$ до глубин 140-170м, где с резким перегибом он переходит в материковый склон, представляющий собой крутой (до $10-30^\circ$) уступ, высотой 1000-2000 м, местами расчленённый подводными долинами рек; с глубины 2000 до 6000 м — океаническое ложе. Шельф содержит оффшорное (off shore — вне берега) продолжение разлома Сагайнг, рифтовые бассейны Северного и Южного Мали и Танинтари [2].

Газовые месторождения находятся на глубине 1300-2100м метров под морским дном и 40-170 м от поверхности моря. Главные продуктивные резервуары углеводородов приурочены к миоценовым песчаникам, с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов. Мощность нефтематеринских пород 400 -2100 м.

Экваториально-гумидной зоне присуща поставка реками-гигантами Инд, Ганг, Брахмапутра, Иравади, Меконг преимущественно тончайшего пелитового материала в шельфовую зону [3]. Литодинамический слой, формирующийся в процессе поступления терригенных, биогенных масс (составляющих 50-65% от всей массы осадков) и другого осадочного материала, находится в непрерывном пульсирующем движении по дну бассейна под влиянием волновой деятельности, придонных течений, силы тяжести, вовлекаясь на всю мощность в период штормов.

Основная добыча нефти из месторождений, расположенных в шельфе производится при помощи специальных технологических сооружений, называемых нефтяными платформами. Добытый газ экспортируется по трубопроводам. Сооружения в своем конструктивном решении должны обязательно иметь опорные устройства. Все нагрузки в период эксплуатации МНГС воспринимаются в основном опорными устройствами. Они передают на грунтовое основание нагрузки от веса самого сооружения и размещенного на нем оборудования, усилия от воздействий окружающей среды: ветра, волн, течений.

Под термином «природно-техническая система МНГС» понимается: инженерное сооружение (морская нефте-газодобывающая платформа), морская среда, геологическая

среда (инженерно-геологические условия площадки под строительство МНГС), природно-климатические и сейсмические условия.

Инженерно-геологические условия на месторождениях углеводородов в шельфовой зоне Мьянмы сложные и имеют свои особенности. Они характеризуются несколькими видами процессов: *эндогенными*, связанными с глубинными перемещениями горных пород; *литодинамическими* явлениями в придонных слоях, обусловленными воздействием океанографических факторов (морские течения, приливы и отливы), провоцирующих перемещение донных осадков; *биохимическими, физико-химическими*, зависящими от концентрации и движения свободных газов и гуминовых кислот и др.



Рис. 1. Шельф Андаманского моря и морские нефте-газодобывающие платформы

В районах добычи и транспортировки углеводородов вероятность аварийных и даже катастрофических исходов обычно выше, чем на суше.

Между реализованными опасностями и причинами существует причинно-следственная связь. Графическое изображение таких зависимостей между реализованными опасностями и причинами принято называть «Дерево причин опасностей», «Дерево опасностей и событий», «Дерево отказов». Метод анализа дерева отказов (**fault tree analysis, FTA**) основан на логико-вероятностной модели причинно-следственных связей ПТС МНГС.

В дереве событий изображаются возможные последствия чрезвычайных ситуаций. Анализ природных условий бассейна Андаманского моря выполнен путем создания инженерно-геологической модели «Дерево опасностей и событий» (рис.2).

Факторами *риска разрушения* МНГС являются: землетрясения и цунами; вулканизм подводный и наземный, сеймотектонические разрывы, тесная связь неотектонических процессов на суше и его морском обрамлении, перемещения континентального трансформного разлома Сагайнг.

Факторами *уязвимость* МНГС: ветровая нагрузка; тайфуны; волновая деятельность; штормы; течения; гидрология рек; лито-динамические и геолого-техногенные процессы и явления.

В районах добычи и транспортировки углеводородов в море, где вероятность аварийных и даже катастрофических исходов высока, деятельности человека в шельфовой зоне неизбежно сопутствуют экологические нарушения в морской среде [4].

Необходима оценка: каковы экологические риски и возможные последствия для биоресурсов и рыболовства ?, насколько обратимы эти последствия при нормальных и аварийных условиях ?, как снизить экологический риск?

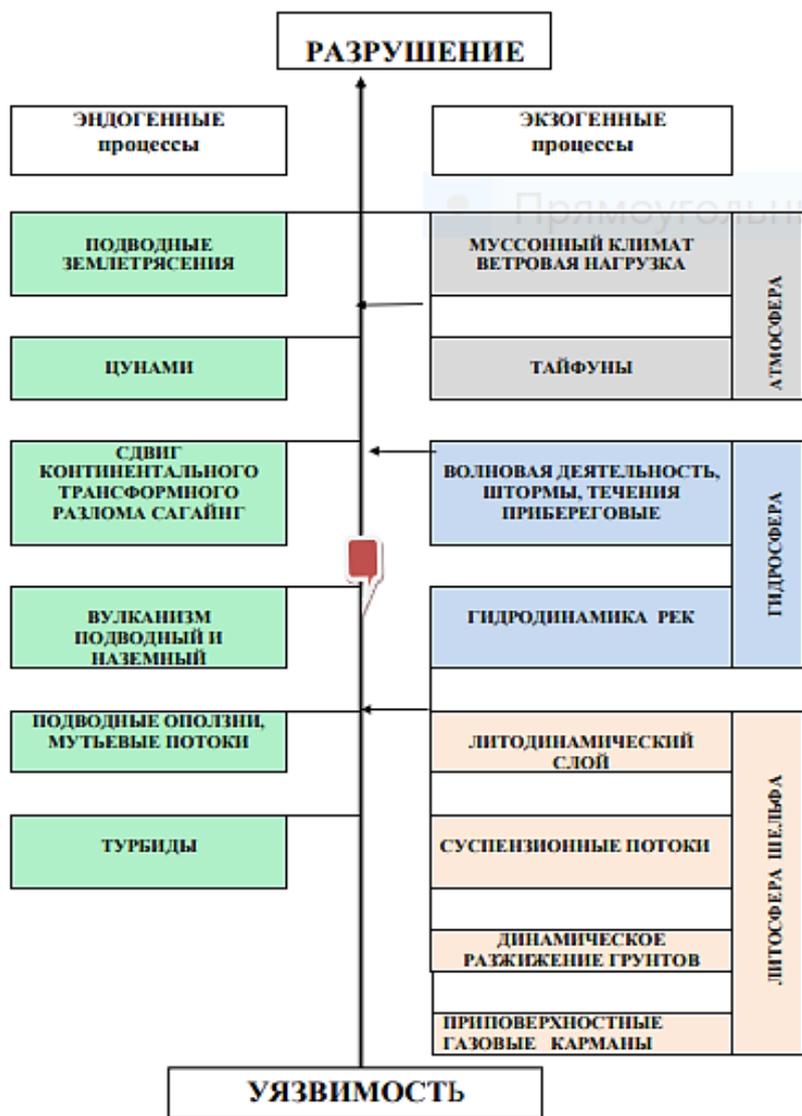


Рис. 2. Дерево опасностей и событий

Выводы

Новизна работы: систематизированы факторы риска и уязвимости ПТС «Морских нефте-газовые сооружения», проектируемых в Мьянме на шельфе Андаманского моря, при взаимодействии с атмосферой, гидросферой, литосферой.

Библиография

1. Sloan R. A., Elliott J. R., Searle M. P., Morley C. K. Active tectonics of Myanmar and the Andaman sea. ERM. 2015.
2. Dr Leonard Warren Drury, Aqua Rock Konsultants. Hydrogeology of the Dry Zone — Central Myanmar. Copyright © AWP 2017.
3. <http://earthpapers.net/usloviya-osadkonakopleniya-i-analiz-litologo-petrofizicheskikh-parametrov-produktivnyh-otlozheniy-na-morskom-mestorozhdeni#ixzz6zUIhJAdB>
4. Патин С.А. Нефть и экология континентального шельфа. М., изд-во ВНИРО, 2001

Программа организации системы мониторинга трассы автодороги Нуробад – Дарбанд (на участке, примыкающем к мостовому переходу через р. Мирзошарифон) Хаитов А.Д.* (МГРИ, khaitov_asatillo@mail.ru)

Аннотация

Мостовой переход Мирзошарифон находится между Рогунской и Нуробадской областями Республики Таджикистан. Рельеф участка: горный. В геоморфологическом отношении основным орографическим элементом является Каратегинский хребет, в восточных отрогах которого и проходит строительство мостового перехода.

Ключевые слова

Сейсмичность, мониторинг, пораженность, мостовой переход

Теория

Современные экзогенные геологические процессы на территории всего Таджикистана проявляются в виде землетрясений, согласно карте сейсмического районирования, сейсмичность участка строительства всех мостовых переходов 9 баллов. Район относится к пункту находящегося в зоне возможного возникновения очагов землетрясений с магнитудами 7.1 и более. Землетрясения с такими магнитудами могут вызвать на поверхности земли остаточные деформации, разрушения типа обвалов, оползней, селей, а также сейсмические воздействия интенсивностью свыше 9 баллов. Категория грунтов по сейсмическим свойствам на площадке строительства мостового перехода Мирзошарифон II (вторая) Сейсмичность площадки строительства 9 баллов.

По вероятностной оценки, сейсмической опасности района строительства Рогунской ГЭС, составлен план с выделенными 5 зонами распределения эпицентров землетрясений с магнитудой $M_s \geq 3$ в радиусе 160 км от плотины ГЭС, за период с древнейших времен по 2005г (рис.1) [3]. По глубинам землетрясения сосредоточены на двух интервалах глубин: 5 – 15 км, и 30 – 35 км [2].

Самыми опасными из проявляющихся геологических процессов являются сели, размывающие береговую линию реки проявляющиеся на всех мостовых переходах. На левом берегу мостового перехода реки Мирзошарифан покровные отложения суглинка на скальном основании могут сползти на полотно автодороги.

Глубина сезонного проникновения температуры 0 градусов в почву 90см, возможно проявление морозного пучения грунтов на эту глубину. При подрезке склонов сложенного обломочным материалом (от суглинка до галечника) возможно обрушение склона [1].

Трассирование дорог в районах сейсмичностью 8 и 9 баллов по нескальным косогорам при крутизне откоса проходит в соотношении 1:1 [1].

По результатам выполненных инженерно-геологических изысканий толща грунтов основания слагающих участки строительства мостовых переходов и подъездных путей является не однородной [1].

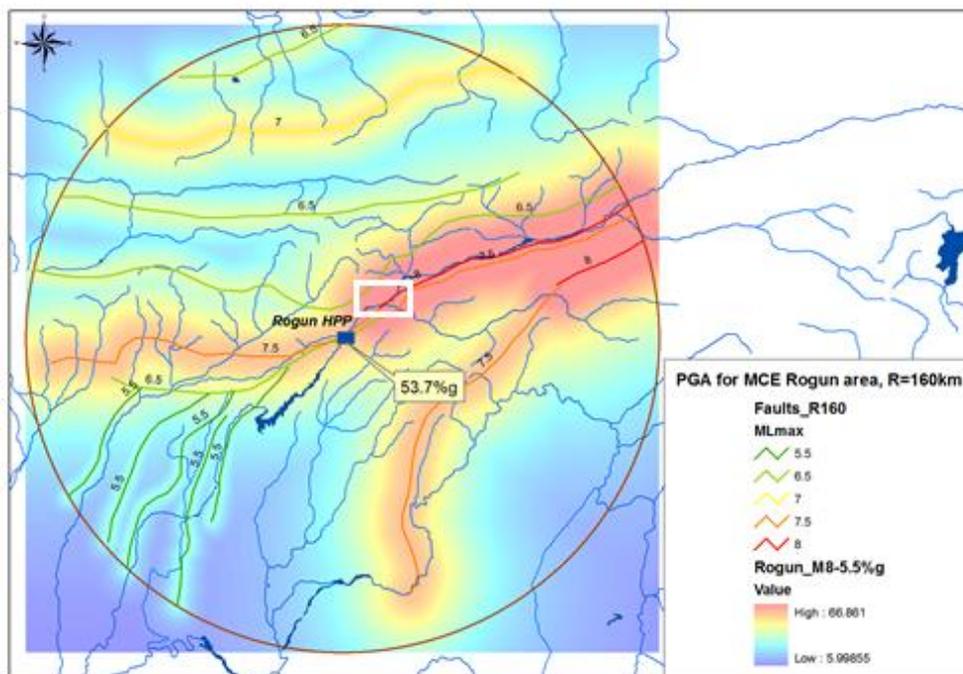


Рисунок 1. Схема сейсмической опасности района строительства Рогунской ГЭС в значениях (белый квадрат участок строительства)

Тип фундаментов свайный. Глубина заложения фундаментов на каждом мостовом переходе индивидуальна и варьируется от 11-23м.

Содержание растительных остатков на глубине более 1,0м по линии установки опор менее 0,05%.

Грунтовые и русловые воды не обладают агрессивными свойствами к бетону любой плотности на любых марках цемента. К арматуре железобетонных конструкций грунтовые и русловые воды слабоагрессивные.

Геологическое строение проектируемой трассы автодороги представлено породами по геологической карте Овчиникова С.К. 1947г. четвертичного, неогенового, мелового, каменноугольного, девонско-силурийского и протерозойского возрастов

Опасными геологическими процессами на площадке строительства являются (рис.2):

1. Оползни. На обоих берегах реки имеются по одному оползню.
2. Сели из грязекаменного материала.
3. Сейсмичность участка строительства мостового перехода через реку Мирзошарифон – 9 баллов. Категория грунтов по сейсмическим свойствам вторая

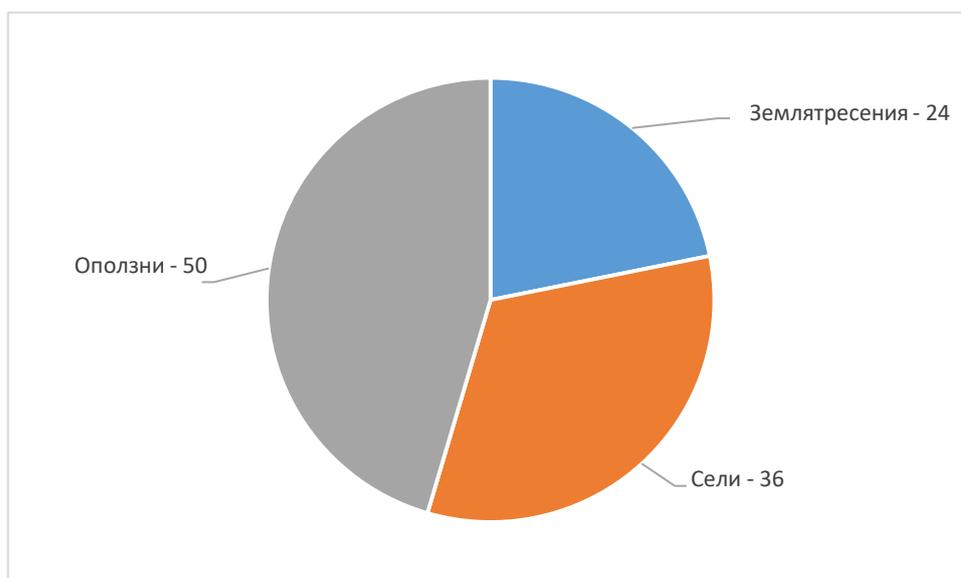


Рисунок 2. *Процентное распространение экзогенных геологических (пораженность)*

Район относится к пункту находящегося в зоне возможного возникновения очагов землетрясений с магнитудами 7.1 и более. Землетрясения с такими магнитудами могут вызвать на поверхности земли остаточные деформации, разрушения типа обвалов, оползней, селей, а также сейсмические воздействия интенсивностью свыше 9 баллов.

Размыв береговой линии особенно во время паводка решено уменьшить строительством берегоукрепительных сооружений. Габионы имеющие гибкую конструкцию являются эффективным способом защиты. Желательно для габионов использовать угловатые камни, которые из-за хорошего сцепления между собой создадут гибкую и прочную конструкцию.

Заболоченные участки устраняются посредством устройства открытого дренажа. Природа многочисленных выходов родников сезонная и зависит в основном от дождей в осеннем квартале.

Проявления оползневых процессов связано с замачиванием грунтов родниковыми водами. На площадке строительства моста на реке Мирзошарифон покровные суглинки сползают по скальному основанию и это связано с накоплением грунтовых и атмосферных вод на несогласной границе залегания скальных и суглинистых грунтов.

Предусмотрены мероприятия по антикоррозийной защите подземных металлических конструкций.

Роль и методы дистанционного зондирования в инженерно-геологических изысканиях

Шульга А. А. (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), г. Москва, sanek_tapok@mail.ru),
Дамрин А. Г. (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), г. Москва, damrin79@mail.ru)*

Аннотация

На сегодняшний день дистанционное зондирование является актуальным в геологических изысканиях. Космические съемки получают все более широкое применение при решении многих научных, технических и народно-хозяйственных задач. Как известно, прогнозирование водоносных горизонтов, бассейнов нефти и газа базируется в основном на структурно-тектонической основе. Для составления таких основ используются геофизические данные, материалы бурения, геологического картирования и др. Однако для геологически закрытых территорий, где структуры перекрыты мощным чехлом покровных образований, изучение глубинного геологического строения связано со значительными трудностями. Положение осложняется и ее большой техногенной освоенностью. В связи с этим изучение методов дистанционного зондирования требует более детального изучения

Ключевые слова

Дистанционное зондирование, дешифрирование, космическая съёмка, космический мониторинг

Теория

Классификация систем дистанционного зондирования (ДЗ) основывается на привычных для специалистов по радиолокации отличиях между активными и пассивными системами. Активные системы облучают исследуемую среду электромагнитным излучением (ЭМИ), которое обеспечивает система ДЗ, т. е. в этом случае средство ДЗ генерирует электромагнитную энергию и излучает ее в направлении исследуемого объекта. Пассивные системы воспринимают ЭМИ от исследуемого объекта естественным образом. Это может быть, как собственное ЭМИ, возникающее в самом объекте зондирования, например, тепловое излучение, так и рассеянное ЭМИ какого-либо естественного внешнего источника, например, солнечного излучения. Преимущества и недостатки каждого из двух указанных типов систем ДЗ (активные и пассивные) определяются рядом факторов. Например, пассивная система практически неприменима в тех случаях, когда отсутствует достаточно интенсивное собственное излучение исследуемых объектов в заданном диапазоне длин волн. С другой стороны, активная система становится технически невыполнимой, если излучаемая мощность, необходимая для получения достаточного отраженного сигнала, оказывается слишком большой. (Рисунок 1)

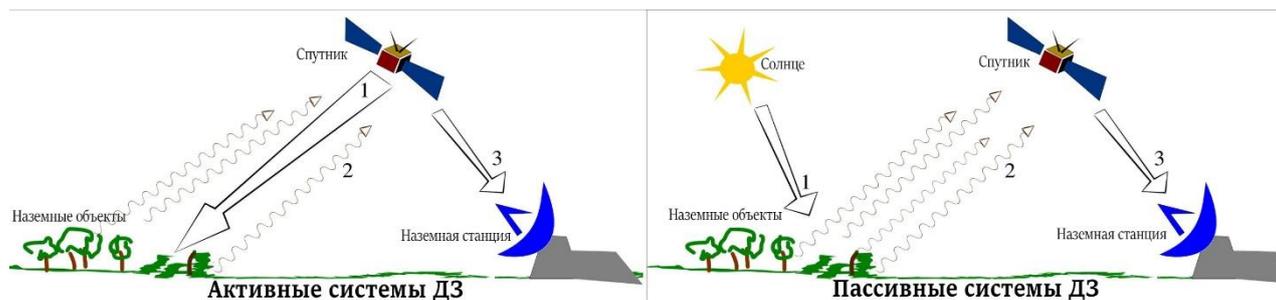


Рисунок 1. Активная и пассивная системы дистанционного зондирования

Используя данные системы дистанционного зондирования дальнейшие работы выполняются в следующем порядке:

- структурное дешифрирование на ландшафтно-индикационной основе;
- составление карты интенсивности поля мегатрещиноватости (МТ) в изолиниях;
- определение преобладающей ориентировки МТ относительно меридиана в векторной форме на единицу площади;
- уточнение характеристики структур с учетом данных космических съемок;
- выяснение соотношения выявленных площадей с соответствующими системами мегатрещиноватости и кольцевыми структурами;
- выделение по космогеологическим критериям и результатам статистической обработки результатов дешифрирования перспективных площадей залегания горизонтов вод, нефтегазоносных провинций.

В результате аналитической обработки результатов дешифрирования и совместной интерпретации всех имеющихся структурно-геологических данных, а также данных по месторождениям, выделенным по геолого-геофизическим материалам, был найден новый критерий выявления участков перспективных на геологические объекты. Данный критерий основан на определении преобладающей ориентировки мегатрещиноватости относительно меридиана в векторной форме на единицу площади, отвечающей, например, нефтегазовой специализации.

Дешифрирование космических снимков позволяет выявлять наибольшую активизацию современных тектонических движений в районах стыков разнонаправленных глубинных разломов. На данный момент используются: цветные многозональные снимки, где зоны повышенных поднятий отличаются более темным тоном, чем области опусканий; ИК-съемки, где линеаменты изображаются светлыми линиями, что указывает на интенсивность теплообмена и активность тектонических движений по разлому в настоящее время, а более древние разломы отражаются темными (холодными) линиями, что указывает на понижение температуры в этих зонах.

В последнее десятилетие все большее внимание уделяется методам и способам лазерного сканирования. Особенно широко оно стало применяться совместно с дистанционным зондированием [1].

Дистанционное зондирование областей загрязнения окружающей среды отходами промышленного производства даёт возможность идентифицировать источники, контролировать пространственные границы загрязнения, а также исследовать концентрации загрязняющих веществ. Также позволяет оперативно выявлять районы опасных явлений, таких как: наводнения, пожары, тайфуны, ураганы, промышленные

загрязнения. На основе этих данных создаются специальные фотокарты объектов и явлений, требующих оперативного слежения за их динамикой, как, например, карта снежного покрова материков, морских льдов Северного полярного бассейна.

Широко применяются методы дистанционного зондирования и в инженерной геологии. Например, в Беларуси при помощи дистанционного зондирования смогли выявить пространственное распределение опасных инженерно-геологических процессов на трассах магистральных трубопроводов. В исследованиях использовался картографический метод, который заключался в наложении схем распределения магистральных трубопроводов на карты возможного проявления опасных геологических процессов: агрессивности грунтовых вод, распространения и просадочности лёссовых отложений, проявления современных геологических процессов. [2]

Анализ результатов дешифрирования материалов дистанционных съемок и наземных ландшафтно-индикационных исследований позволил выявить пространственно-временные особенности карьерных геосистем. Важную роль в динамике подобных комплексов играют экзодинамические процессы, вызванные открытыми горными работами. В пределах разрабатываемых месторождений на вскрышных уступах и склонах карьеров отмечаются оползни, осыпи и эрозионные рытвины (овраги). В выработанных карьерах, не подвергшихся рекультивации, развиваются процессы вторичного заболачивания и образуются водоемы. [3]

Материалы космической фотосъемки широко используются как в процессе создания топографических карт, так и при их обновлении. Практика показала, что при использовании космических методов можно отказаться от традиционного поэтапного метода картосоставления и перейти на технологию обновления карты требуемого масштаба, а не всего масштабного ряда, что сокращает цикл работ на несколько лет. Кроме того, в связи с большим территориальным охватом космического снимка и малыми искажениями контуров в горных районах уменьшается трудоёмкость работ по обновлению карт. В некоторых странах космические снимки представляют реальную основу для картографирования из-за непроходимых или сложных для аэросъемки территорий. Космическое обеспечение карты снимет остроту проблемы постоянного и неизбежного при существующей технологии картографирования старения её содержания. Основной объём информации дают сканерные снимки – результат поэлементной и построчной регистрации излучения объектов земной поверхности и передачи информации по радиоканалам. В целом качество сканерных изображений уступает фотоснимкам, но оперативность и цифровая форма передачи в реальном режиме времени дают этому методу неоспоримые преимущества. Это очень важно для изучения изменчивых явлений, оценки ЧС, обеспечения прогнозирования и требует оперативности при обработке информации, что достигается высоким уровнем автоматизации. Например, очень важны оперативные метеорологические карты, без которых невозможен прогноз погоды. [4]

Самым ярким примером применения технологий составления карт при помощи дистанционного зондирования – Google Maps. Использование аэрокосмических изображений в дополнение к карте, а иногда и вместо неё чрезвычайно удобно как для обычных пользователей, так и для коммерческих целей. Также сервисом Google были созданы фотокарты некоторых планет и спутников. Карты изготовлены технологией нанесения на фотоплан общегеографических элементов содержания.

Выводы

Привлечение данных дистанционного зондирования в инженерно-геологических изысканиях расценивается как необходимое дополнение к обычным методам исследования. Проблемы экологической безопасности, устойчивого производственного развития, снижения риска и последствий техногенных и природных катастроф ставят новые задачи создания, обновления, анализа информационных полей, основным источником которых являются данные космической съёмки. Анализ результатов дешифрования материалов дистанционных съёмок помогает выявить динамику экзогенных геологических процессов, что важно при инженерно-геологических работах на местности.

Дистанционное зондирование, как метод изучения земной поверхности имеет ряд достоинств: высокая точность данных, объективность и достоверность информации, безопасность ведения работ. В результате аналитической обработки результатов дешифрирования и совместной интерпретации всех имеющихся структурно-геологических данных, а также данных по месторождениям, выделенным по геолого-геофизическим материалам, был найден новый критерий – мегатрещиноватость, выявления участков перспективных на геологические объекты.

Библиография

1. Дамрин А.Г., Силина А.Р. Особенности лазерного сканирования в топографо-геодезических работах // Региональные проблемы геологии, географии, техносферной и экологической безопасности / Материалы III всероссийской научно-практической конференции. Оренбург – 2021, - С. 362-366.
2. Дамрин А.Г. Использование автоматизированной системы дистанционного зондирования при осуществлении государственного мониторинга земель и земельного кадастра // Наука и образование: фундаментальные основы, технологии, инновации / Сб. материалов международной научн. конф., посвящённой 60-летию ОГУ. Оренбург -2015. - С. 162-165.
3. Богомазов С. В. Фотограмметрия и дистанционное зондирование // Методические указания для студентов/ Пенза – 2011. – С. 5-6.
4. Владимиров В. М., Дмитриев Д. Д., Дубровская О. А. [и др.]; под ред. Владимирова В. М. Дистанционное зондирование Земли: учебное пособие // Военное образование / Москва : ИНФРА-М; Красноярск : Сиб. федер. ун-т– 2020. – С. 154-156.

«Визуализация базы данных Надымского геокриологического стационара за длительный период»

**Щербакова А.А.* (МГРИ, shcherbakovaannaandreevna@gmail.com),
к.и.н. Машкова А.М. (МГРИ, mashkovaam@mgri.ru), Щербакова К.О (МГРИ,
shebakovak@mgri.ru), Овезов Б.А. (МГРИ, ovezovba@mgri.ru)**

Аннотация

Данные тезисы являются продолжением работы «составление базы данных по району многолетней мерзлоты для исследования результатов геокриологической съёмки за пятидесятилетний период» [1] Изменение геокриологических условий под влиянием потепления климата было освящено в работах Марахтанова В.П. [2], Дроздова Д.С., Фалалеевой А.А., Романовского В.Е., Васильева А.А., Лейбман М.О., Садуртдинова М.Р., Пономаревой О.Е., Пендина В.В., Горобцова Д.Н., Устиновой Е.В., Коростелева Ю.В., Стрелецкого Д.А., Слагоды Е.А., Скворцова А.Г., Гравис А.Г., Бердникова Н.М., Орехова П.Т., Лаухина С.А., Царёва А.М., Малковой Г.В.[3], Стрелецкого Д.А., Сутер Л.Дж, Шикломанова Н.И., Порфирьева Б.Н. и Елисеева Д.О. [4], это свидетельствует об актуальности проблемы.

Второй этап работы посвящен визуализации имеющихся данных для последующего анализа. Он заключается в представлении имеющейся информации. В работе описаны 3 наглядных способа анализа данных.

Ключевые слова

Геокриология, СТС, СМС, визуализация данных

Теория

В рамках поставленной тематики был проведён локальный анализ данных геокриологического мониторинга на Надымском стационаре и сделан вывод, что невозможно сравнение данных в имеющемся виде. Накоплен большой фактический материал, который хранится в виде таблиц, колонок и графических изображений. Архивные данные были переведены в электронный вид и составлены таблицы по участку геокриологической съёмки за период 1970-2021г..

Итак, целью работы является анализ данных для оценки изменения геокриологических условий в районе газопровода в субарктической зоне. Первой задачей для достижения поставленной цели было составление базы данных. Выполнены такие работы как:

1. Сканирование материалов с геокриологическими колонками.
2. Разделение скважин и наблюдательных точек (марок).
3. Составление таблиц в Microsoft Excel.
4. Перевод географических координаты в геодезические.

5. Установление связи между таблицами данных в MS Access. Структура базы данных была сделана схемой, которая показана в моей работе на рисунке 1.

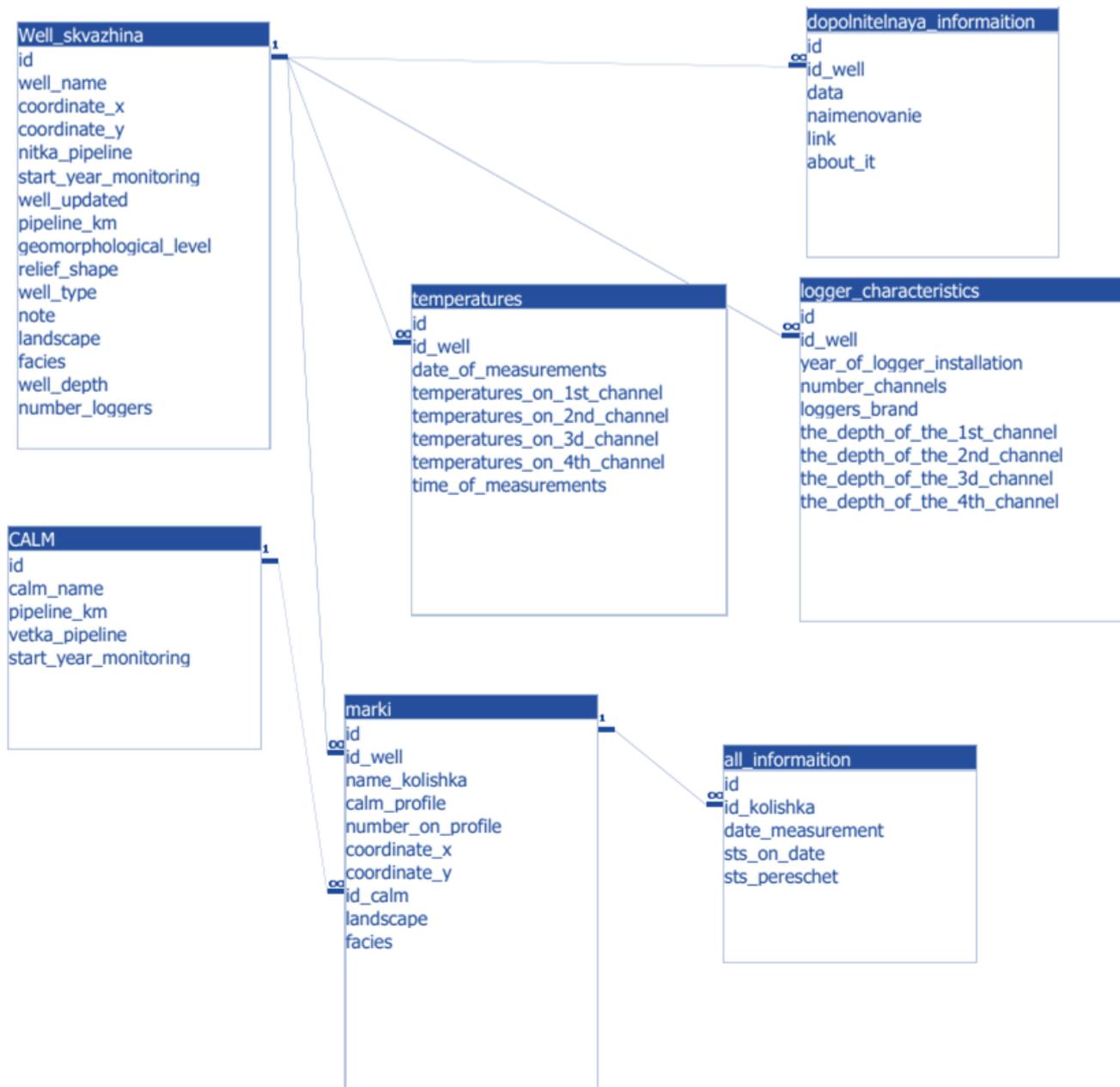


Рисунок 1. Схема базы данных

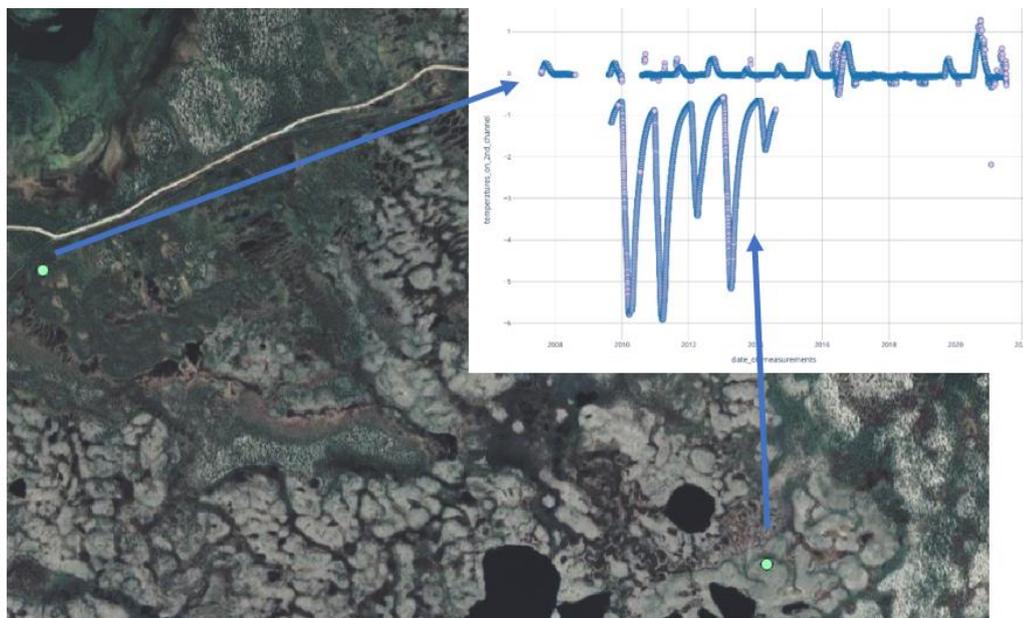
6. Занесение связанных данных в MS Access и добавление в программный интерфейс доступа к базам данных, далее становится возможным открытие БД в ГИС для визуализации данных.

Для анализа данных требуются такие способы визуализации, которые смогут показать изменения данных. На данный момент было обнаружено 3 таких способа:

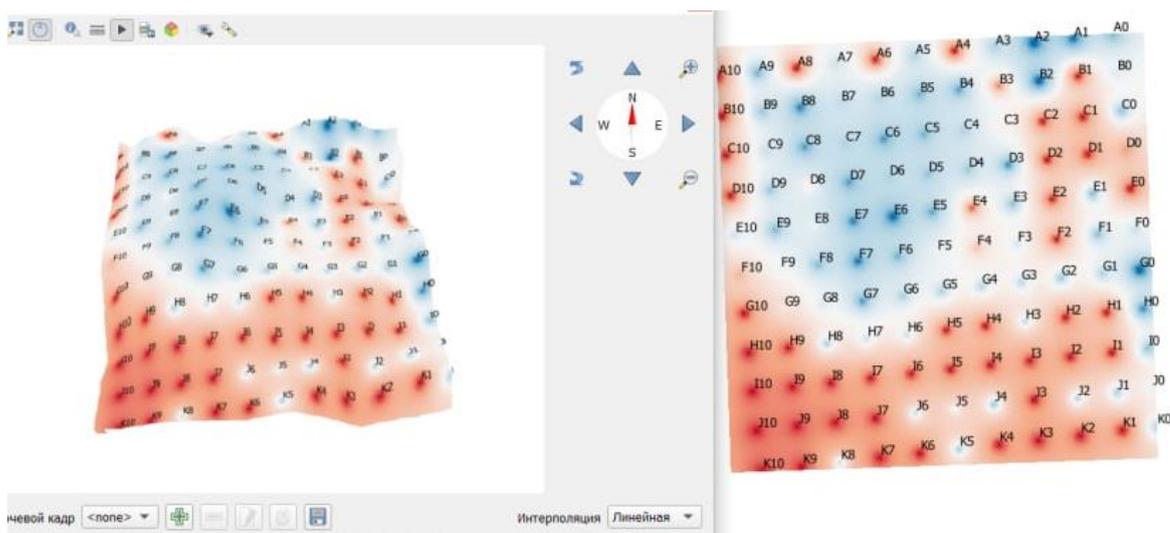
1. Построение графиков на карте
2. Создание 3D моделей

3. Составление тепловых карт

Примеры визуализации показаны на рисунке 2.



a)



б)



в)

Рисунок 2. Примеры визуализации данных: а) изменение значений температур, б) 2D и 3D модели глубины протаивания на плоскобугристом торфянике способом теплокарт, в) изменение глубины протаивания во времени

На представленном примере «а» показаны температурные данные по 2м скважинам. Зависимость изменений температур от участков с разными ландшафтами чётко прослеживается. На тёмном участке (плоскобугристом торфянике) амплитуда колебаний температуры на глубине 3м колеблется от $-0,5^{\circ}\text{C}$ до $1,3^{\circ}\text{C}$, а на светлом участке (бугре пучения) значения изменяются от $-0,5^{\circ}\text{C}$ до -6°C .

На примере «б» видны участки с более (красные) и менее (синие) глубоким протаиванием сезонно-талого слоя. Таким образом наглядно отслеживаются зависимости изменений свойств грунтов.

На примере «в» показаны данные 1998г., 2008г. и 2018г., красным цветом выделена глубина протаивания более 2м, что говорит о развитии мерзлоты несливающегося типа на участке.

Выводы

Инженерно-геологические условия в субарктическом регионе очень быстро изменяются. Пока невозможно предсказать на какой глубине сохранится мерзлота через 5-10 лет. Моя работа показывает как изменения происходят в пространстве и времени.

Благодарности (на ваше усмотрение)

Выражаю благодарность моему научному руководителю к. г.-м.н. Пономаревой О.Е.

Библиография

1. Щербакова А.А. Составление базы данных по району многолетней мерзлоты для исследования результатов геокриологической съёмки за пятидесятилетний период. Сборник тезисов XV Международной научно-практической конференции "Новые идеи в науках о Земле" Том 5, с 330
2. Оценка взаимодействия ландшафтов Надым-Пур-Тазовского региона с магистральными газопроводами: сб. Ландшафтоведение: теория, методы, ландшафтно-экологическое обеспечение природопользования и устойчивого развития: материалы XII Международной ландшафтной конференции, Тюмень-Тобольск, 22-25 августа 2017 г.: в 3 т.
3. Цифровые карты криолитозоны и оценка современных тенденций изменений в криосфере: сб. XI Международного симпозиума по проблемам инженерного мерзлотоведения (Магадан, 5-8 сентября 2017г.)
4. Streletskiy, Dmitry & Suter, Luis & Shiklomanov, Nikolay & Porfiriev Boris & Eliseev, Dmitry. (2019). Assessment of climate change impacts on buildings, structures and infrastructure in the Russian regions on permafrost. Environmental Research Letters. 14. 025003. 10.1088/1748-9326/aaf5e6.