

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Российский государственный геологоразведочный университет
им. Серго Орджоникидзе
МГРИ



XV

Международная научно-практическая конференция
«Новые идеи в науках о Земле»
ТОМ 5

*Поиск, разведка и подсчет запасов месторождений углеводородов
Инновационные технологии разработки и эксплуатации
нефтяных и газовых месторождений
Инженерная геология*

XV

International Scientific and Practical Conference
«NEW IDEAS IN EARTH SCIENCES»

Спонсор конференции



1 - 2 апреля 2021 г. | April 1 - 2, 2021

Москва | Moscow

Генеральный
спонсор конференции



Металлоинвест

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

Новые идеи в науках о Земле: в 7 т. Материалы XV Международной научно-практической конференции «Новые идеи в науках о Земле»– М. : Издательство РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДочный УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ, 2021.

ISBN 978-5-6045457-0-6

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 ГЕОЛОГОРАЗВЕДочный УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ, 2021. – 338 с.

ISBN 978-5-6045457-5-1

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

ISBN 978-5-6045457-5-1 (т. 5)
ISBN 978-5-6045457-0-6

© РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДочный УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ, 2021

СОДЕРЖАНИЕ

СЕКЦИЯ «ПОИСКИ, РАЗВЕДКА И ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ»

1. Поиск и оконтуривание неантиклинальных ловушек в верхнеюрских отложениях центральной части Северо-Устюртской впадины
Алданазаров А.С.* (АО «Узбекнефтегаз»), Юлдашева М.Г. (ИГИРНИГМ, yuldasheva@ing.uz).....9
2. Применение комплекса ГИС для определения фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов нефтегазовых месторождений
Ахметов А.И. (cattivodifensore@yandex.ru), Мараев И.А. (igorech@rambler.ru).....14
3. Байесовские подходы на основе МСМС к решению промысловых задач на примере подсчёта остаточных извлекаемых запасов историко-статистическим методом
Балабан И.Ю.* (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, balabaniy@mgri.ru).....18
4. Роль сульфатвосстанавливающих бактерий в условиях эксплуатации нефтяных месторождений
Ворона А.А.* (НИТПУ, г. Томск, Россия, anastasiya.vorona.2012@mail.ru) Научный руководитель доцент Хвощевская А.А. (НИТПУ, г. Томск, Россия, hvashevskaya@tpru.ru).....23
5. Геолого-петрофизические особенности глубокозалегающих коллекторов Абшеронского и Бакинского архипелагов в условиях существующего геодинамического режима
Гурбанов В.Ш.* (Национальной Академии Наук Азербайджана Институт Нефти и Газа, e-mail: vaqifgurbanov@mail.ru), Султанов Л.А (Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности, e-mail: latif.sultan@mail.ru).....27
6. О перспективах цифровизации петрофизики и интерпретации ГИС в ракурсе концепций институциональных ловушек и метаанализа
Еникеев Б.Н. (АО «ПАНГЕЯ» bne@pangea.ru).....31
7. Оценка коллекторских свойств пород на нефтегазоносном месторождении Западного Туркменистана
Жолудев А.В.* (Туркменнебитгеофизика, goma.zholudev@list.ru), Березнева С.И. (Воронежский Государственный Университет, kogsveta@mail.ru).....36
8. Оценка перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих отложений северной части Западной Сибири
Зинатуллина Л.И.* (ИПНГ РАН, Zinatullina@ipng.ru) Шустер В.Л. (ИПНГ РАН, tshuster@mail.ru).....40
9. Условие формирования соленосных покрышек нефтегазоносных бассейнов
Ларичев В.В.* (эксперт ГКЗ, vitlar56@rambler.ru), Кравцова О.С. (СОФ МГРИ, kravtsova63@list.ru).....43
10. Оценка перспектив нефтегазоносности клиноформного комплекса пород раннемелового возраста на Грушевом нефтяном месторождении (Томская область)
Лобес Д.С.* (НИ ТПУ, Россия, lobes.daria@gmail.com).....47
11. Трудности проведения морских поисковых геохимических исследований в северо-западной части шельфа Каспийского моря
Макаренко Е.В.* (Российский университет дружбы народов, makarenko-ev@rudn.ru), Жорж Н.В. (Российский университет дружбы народов, zhorzh-nv@rudn.ru).....52
12. Условия формирования нефтегазоматеринских толщ на шельфе Восточно-Сибирского моря
Мамедов Р.А.* (МГРИ, gus_mamedov@mail.ru).....56
13. Анализ сейсмических атрибутов для изучения характеристик нижнемиоценового отложения на северо-восточном месторождении Белый Тигр
Нгуен Минь Хоа* (Ханойский университет горного дела и геологии, nguyeminhhua@humg.edu.vn), Нгуен Зуи Мьюй (Ханойский университет горного дела и геологии, nguyenduymuoi@humg.edu.vn), Буй Тхи Нган (Ханойский университет горного дела и геологии, buithingan@humg.edu.vn).....61
14. Антиформы в палеозойских локальных поднятиях Калужской области в свете их потенциальной нефтегазоносности
Парамонов Ю.И. (ООО НПП Геоцентр, paramonov2009@yandex.ru).....65
15. Причины отрицательных результатов при структурно-параметрическом бурении в пределах Индигиро-Зырянском прогибе
Петров Д.М.* (ФИЦ «ЯНЦ СО РАН» Институт проблем нефти и газа СО РАН, qanala@mail.ru) Сивцев А.И. (Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова, ai.sivcev@empl.s-vfu.ru).....70

16. Геохимические особенности микроэлементного состава нефтидов
Пуланова С.А. (Институт проблем нефти и газа РАН, runanova@mail.ru)..... 73
17. К вопросу актуальности картирования неантиклинальных ловушек и выявления их классификационных атрибутов
Пуланова С.А. (Институт проблем нефти и газа РАН, runanova@mail.ru)..... 77
18. Графическая обработка данных гранулометрического анализа нижнемеловых отложений газоконденсатного месторождения Краснодарского края
Ибрагимова Т.В. (Северо-Кавказский федеральный университет, tatiana250190@mail.ru), Пшеничный А.А.* (Северо-Кавказский федеральный университет, alexei.pshenichnyi2001@gmail.com), Фиголь Н.А. (Северо-Кавказский федеральный университет, nik.figol@bk.ru), Тарасов Н.В. (Северо-Кавказский федеральный университет, Nikita2061@yandex.ru)..... 81
19. Геолого-геохимические критерии нефтегазоносности северо-западной части Узбекистана
Мухутдинов Н.У., Закирова Г.С. (Госкомгеологии Республики Узбекистан) Юлдашева М.Г., Расул-Заде Д.А.* (Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений, yuldasheva@ing.uz)..... 85
20. Результаты сравнения литофациального анализа ПТ и КТ (нижний плиоцен) площадей Гюнешли и Кяпяз в Южно-Каспийской впадине
Рзаева С.М. (Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, e-mail: gzaeva.48@mail.ru)..... 90
21. Особенности распределения УВ в карбонатных отложениях венда и кембрия
Сивцев А.И., Иванова З.Е.* (Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова, ai.sivcev@empl.s-vfu.ru)..... 94
22. Выделение проницаемых интервалов по данным азимутального прибора гамма-гамма плотностного каротажа в горизонтальных скважинах
Сребродольская М. А.* (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, mary_goza@bk.ru)..... 97
23. Новые данные об углях на севере Енисей –Хатангского прогиба
Стукалова И.Е.* (Российский Государственный Геологоразведочный Университет, Геологический институт РАН, e-mail: iestukalova@mail.ru), Журавлев А.Н. (Российский Государственный Геологоразведочный Университет, ФГБУ «Гидроспецгеология», e-mail: zhuravlev@geomonitoring.ru)..... 101
24. Применение электроразведки методом несимметричного многоэлектродного зондирования в Ферганской впадине
Урмонов А.Х.* (АО «Узбекгеофизика», urmanov_50@mail.ru), Дадажонов А.Д. (АО «Узбекгеофизика», urmanov_50@mail.ru)..... 106
25. Структурно-геодинамические предпосылки нефтегазоносности палеозойских и палеогеновых отложений в пределах впадины Чджин (Чджинский блок нефтяного месторождения Шэнли, бассейн залива Бохай)
Цю Шичжэ* (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, 454875376@qq.com)..... 110
26. Дополнение, систематизация и усовершенствование научно- методических основ прогноза и поисков скоплений нефти и газа, приуроченных к неантиклинальным ловушкам
Шустер В.Л.(Институт проблем нефти и газа РАН, tshuster@mail.ru)..... 114
27. Угледородные системы Восточной Арктики и перспективы поисков скоплений нефти и газа в Лаптевоморском бассейне
Щербина Ю.В. (ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» scherbinauv@mgri.ru)..... 118
28. Вулканогенные залежи углеводородов (глинистые и глинисто-алевритовые) в триасе и палеозое севера Западной Сибири
Юрова М.П.* (ИПНГ РАН, mpurova@mail.ru)..... 122
29. Особенности геологического строения восточного борта впадины Фукан (Джунгарский нефтегазоносный бассейн)
Ян Хоуцян* (Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова (МГУ), yanghouqiang@qq.com)..... 125

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

30. Оптимизация показателей разработки газоконденсатных месторождений в режиме истощения
Самедова Г.Э. (НАНА, Институт Нефти и Газа, aliyeva.gulshan85@gmail.com).....129
31. Роль форсированного отбора жидкости в технологии нефтедобычи
Акрамов Б.Ш.(Филиал Российского Государственного института нефти и газа имени И.М. Губкина в городе Ташкент, Профессор отделения «Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений», e-mail: akramov_bahsh@mail.ru), Нуриддинов Ж.Ф., (СП ООО «Jizzakh Petroleum», инженер, г.Ташкент, Узбекистан. e-mail : jmnuriddinov@yandex.ru), Нуриддинов Ж.Ф.*(АО «ИГИРНИГМ», младший научный сотрудник лаборатории «Нефтегазоносность орогенных регионов», г.Ташкент, Узбекистан. e-mail: jnuriddinov13@mail.ru).....131
32. Экспериментальное изучение фазового состава и состояний водно-углеводородных флюидов при температурах 240 – 700°C и давлениях 10 – 150 МПа с выяснением возможных максимальных глубин существования нефти в земных недрах
Балицкая Е.Д.*, (ИЭМ РАН, elizaveta.balitskaya@gmail.com), Плотникова И.Н. (КНИТУ, irena-2005@rambler.ru), Балицкий В.С. (ИЭМ РАН, balvlad@iem.ac.ru), Балицкая Л.В. (ИЭМ РАН, lvbalitskaya@mail.ru), Пиронон Ж., (Университет Нанси, jacques.pironon@univ-lorraine.fr), Баррес О. (Университет Нанси, odile.barres@univ-lorraine.fr), Ранди А., (Университет Нанси, aurelien.randi@univ-lorraine.fr), Голунова М.А. (ИЭМ РАН, nov@iem.ac.ru), Сеткова Т.В. (ИЭМ РАН, setkova@iem.ac), Бубликова Т.М. (ИЭМ РАН, tmb@iem.ac.ru), Лахова А.И. (КНИТУ, lfm59@mail.ru), Петров С.М. (КНИТУ, psergeim@rambler.ru).....135
33. Экспериментальное изучение генерирования жидких и газовых углеводородов при взаимодействии гидротермальных растворов с битуминозными и углеродистыми породами
Балицкая Е.Д.*, (ИЭМ РАН, elizaveta.balitskaya@gmail.com), Плотникова И.Н. (КНИТУ, irena-2005@rambler.ru), Балицкий В.С. (ИЭМ РАН, balvlad@iem.ac.ru), Пиронон Ж., (Университет Нанси, jacques.pironon@univ-lorraine.fr), Бубликова Т.М. (ИЭМ РАН, tmb@iem.ac.ru), Петров С.М. (КНИТУ, psergeim@rambler.ru), Лахова А.И. (КНИТУ, lfm59@mail.ru), Голунова М.А. (ИЭМ РАН, nov@iem.ac.ru), Сеткова Т.В. (ИЭМ РАН, setkova@iem.ac).....139
34. Применение 3-D оборудования при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
Гаврилова В.К.*, (СОФ МГРИ, vict65@rambler.ru).....143
35. Перспективы использования выхлопных газов для увеличения нефтеотдачи и снижения углеродного следа
Горбылева Я.А.* (РУДН, yana_gorbyleva@mail.ru).....147
36. Повышение производительности, надежности и расширение области применения насосно-эжекторных систем при реализации водогазового воздействия на пласт
Горелкина Е.И.* (Российский университет дружбы народов, gorelckina.evgenia@yandex.ru).....151
37. Оценка факторов, влияющих на влагосодержание добываемого газа
Контарев А.А. (ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Alexeykontareff@mail.ru), Рогов Е.А. (ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Rogov.rea@yandex.ru).....155
38. Особенности технологии промывки и освоения горизонтальных скважин после селективного гидроразрыва пласта на месторождениях западной Сибири
Лавров Г.О.* (Северо-Кавказский федеральный университет, grisha.lavrov.178@mail.ru).....160
39. Устройство для удаления пропантовых отложений, образующихся в скважинах после проведения гидроразрыва пласта
Марков Д.А.* (СКФУ, marikon000@gmail.com), Верисокин А.Е. (СКФУ, verisokin.aleksandr@mail.ru).....165
40. Геохимические аспекты преобразования нефтяных углеводородов в термодинамических условиях суб- и сверхкритических водных флюидов
Петров С.М.* (ФГБОУ ВО «КНИТУ», psergeim@rambler.ru), Лахова А.И. (ФГБОУ ВО «КНИТУ», lfm59@mail.ru), Плотникова И.Н. (ИПИ АН РТ, irena-2005@rambler.ru) Балицкий В.С. (ИЭМ им. академика Д.С. Коржинского РАН, balvlad@iem.ac.ru).....169
41. Техничко-экономические критерии эффективности работы УШВН в сравнении с другими способами эксплуатации нефтяных скважин
Собаев А.Г.* (магистр нефтегазового дела, технолог ЦДНГ ООО «Ульяновскнефтегаз», sobaev.a.g@mail.ru), Бахтияров А.А. (бакалавр РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, bahtiarov.alim@yandex.ru).....174



42. Практические рекомендации при эксплуатации винтовых насосных установок в осложнённых условиях добычи
Собаев А.Г.* (магистр нефтегазового дела, технолог ЦДНГ ООО «Ульяновскнефтегаз», sobaev.a.g@mail.ru).....178
43. Оптимизация режимов работы скважин при осложнённых условиях эксплуатации с использованием теории игр
Собаев А.Г.* (магистр нефтегазового дела, технолог ЦДНГ ООО «Ульяновскнефтегаз», sobaev.a.g@mail.ru), Петрова Е.В. (магистр нефтегазового дела, специалист 2-ой категории ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» ekaterinapet2@yandex.ru).....182
44. О трансформации процессов разработки и обустройства нефтегазовых месторождений на завершающей стадии эксплуатации с применением цифровых технологий
Столяров В.Е. * (Институт проблем нефти и газа РАН, vbes60@gmail.com), Еремин Н.А. - д.т.н. (Институт проблем нефти и газа РАН, профессор РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, ermn@mail.ru).....185

СЕКЦИЯ «ИНЖЕНЕРНАЯ ГЕОЛОГИЯ»

45. Влияние последствий аномальных снегопадов и холодов февраля 2021 года на эксплуатацию инфраструктуры в Лазаревском районе города Сочи
Банников А.Е.* (МГРИ, andreibannikoff148@yandex.ru).....190
46. Карта потенциальной опасности протаивания многолетнемерзлых пород в криолитозоне России
Бердников Н.М.* (Институт криосферы Земли ТюмНЦ СО РАН, nikolaj-berdnikov@yandex.ru), Дроздов Д.С. (Институт криосферы Земли ТюмНЦ СО РАН, Российский государственный геолого-разведочный университет (МГРИ), Тюменский государственный университет, ds_droz dov@mail.ru), Пономарева О.Е. (Институт криосферы Земли ТюмНЦ СО РАН, Российский государственный геолого-разведочный университет (МГРИ), o-ponomareva@yandex.ru).....194
47. Определения коэффициентов оттаивания и сжимаемости естественных грунтов ненарушенного сложения
Вахрин И.С.* (ФГБУН Институт мерзлотоведения им. П.И. Мельникова СО РАН, Kloydspir@rambler.ru).....198
48. Инженерно-геологические проблемы сохранения Псковского Мирожского монастыря
Вязкова О.Е.* (МГРИ-РГГРУ, wjask@yandex.ru), Никишина Т.А. (МГРИ-РГГРУ, nikishinata@mgri.ru).....202
49. Анализ проявления и условий активизации оползня Восточно-Ореандской оползневой системы в Республике Крым
Гармаева Е.А.* (lizagarmaeva8@mail.ru), Немцев Г.Д. (grisha-nemc@yandex.ru), Петроченко Н.А. (nata.pet.rich@mail.ru), Буряк Е.В. (pupsjrik@mail.ru), Шубина Д.Д. (МГРИ, shubinadd@mgri.ru).....206
50. О научно-педагогической деятельности заведующего кафедрой инженерной геологии, профессора Вадима Владимировича Пендина (1947-2019 г.г.)
Горобцов Д.Н.* (МГРИ, gorobtsovdn@mgri.ru), Невечеря В.В. (МГРИ, nevecheryavv@mgri.ru), Подборская В.О. (МГРИ, dkig@yandex.ru).....210
51. Основные свойства грунтов
Гулиев Э.Г.* (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, wwwelman416@gmail.com), Мамедова С.А. (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, mamedova.sevil2000@yandex.ru).....214
52. К вопросу определения максимального прогнозного уровня подземных вод в условиях приречного режима
Дешевых Г. Ю.* (НИИ геологии ВГУ, lina8686@mail.ru), Корабельников Н. А. (МИП ООО «Акма-Универсал», korabel_na@mail.ru), Устименко Ю. А. (НИИ геологии ВГУ, ustimenko_y@mail.ru).....218
53. Памяти профессора кафедры инженерной геологии Виктора Викторовича Дмитриева (1945 -2020 г.г.) – выдающегося ученого и педагога
Дроздов Д.С.*(МГРИ, drozdovds@mgri.ru), Невечеря В.В. (МГРИ, nevecheryavv@mgri.ru), Подборская В.О. (МГРИ, dkig@yandex.ru).....222
54. Инженерно-геологические подходы к музеефикации архитектурно-археологических памятников Крыма в условиях природного ландшафта
Вязкова О.Е. (МГРИ, wjask@yandex.ru) Дубровин К.А.* (МГРИ, kadubrovin@gmail.com).....227
55. Прогнозные ресурсы подземных вод Усинского района
Егоров Т.С.* (Институт водных проблем РАН, tsegorov@mail.ru).....231

56. Анализ влияния изменения порового давления в период ливневых осадков на устойчивость склона (на примере оползня в микрорайоне Као Тханг города Халонг, Вьетнам)
Зыонг Ван Бинь (МГРИ, Ханойский горно-геологический университет, dvbinh@yandex.com) Фоменко И. К., (МГРИ, ifolga@gmail.com), Ву Хонг Данг (Вьетнамский институт наук о Земле и минеральных ресурсов, hongdangbg@gmail.com), Сироткина О.Н. (МГУ им. М.В. Ломоносова, onsirotkina@mail.ru).....235
57. Анализ влияния трещиноватости на устойчивость бортов карьера «Задонский» в Елецком районе Липецкой области»
Клеблеев Р.А.* (МГРИ, iklerus@yandex.ru) Вязкова О.Е. (МГРИ, wjask@yandex.ru).....239
58. Разработка профильной модели зоны аэрации и водонасыщенной зоны для изучения миграции загрязнения от ликвидированного промышленного бассейна-накопителя
Кононченко Е.В.* (ФГБУ «Гидроспецгеология», lena.konon@mail.ru), Петраш А.Б. (ФГБУ «Гидроспецгеология», А.В.Petrash@yandex.ru).....243
59. Сравнительный анализ методов прогноза устойчивости склона участка берега Химкинского водохранилища
Кулешов А.П.* (ФГБОУ ВО "Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, kyleshovap@mgri.ru), Ушаков А.С. (ГАУ МО «Мособлгосэкспертиза», ushakovi@inbox.ru), Петрова И.И. (ФГБОУ ВО "Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, 56irinapetrova47@mail.ru).....247
60. Основные факторы загрязняющих подземных вод междуречья Кызылсу и Пяндж
Курбанов М.Д. (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), Москва, Россия, murod.kurbanov@inbox.ru), Черепанский М.М. (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), Москва, Россия, vodamch@mail.ru).....252
61. Оценка инженерно-геологических условия участка предполагаемого строительства Хамышкинской малой ГЭС на реке Белая в республике Адыгея
Малярова М. В.* (МГРИ, margal20@yandex.ru), Невечеря В.В. (МГРИ, nevecheryavv@mgri.ru).....256
62. Структура и научные направления современной инженерной геологии
Мамедова С.А.* (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, mamedova.sevil2000@yandex.ru), Гулиев Э.Г. (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, wwwelman416@gmail.com).....260
63. Изучение физико-механических свойств мерзлых грунтов в цикле оттаивания-замораживания
Махота Р.В.* (АО «НИЦ «Строительство», МГРИ-РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, makhota_roman@outlook.com).....263
64. Особенности инженерно-геологических изысканий в карстовоопасных районах на примере Пермского края
Музыка Д.С.* (ОАО «Институт Гипростроймост», muzykdim@yandex.ru), Ярг Л.А. (МГРИ РГГРУ, liudmila.yarg@yandex.ru).....267
65. Оценка оползневой опасности Нурекского района Республики Таджикистана
Муминов Б.Х.* (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), bahromzhon95@mail.ru), Фоменко И.К. (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), ifolga@gmail.com).....271
66. Теория ненасыщенных грунтов
Новгородова М.А. (Российский Государственный Геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, marga_97@mail.ru) *, Горобцов Д.Н. (Российский Государственный Геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, dngorobtov@mail.ru), Фоменко И.К. (Российский Государственный Геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, ifolga@gmail.com).....275
67. Оценка воздействия каскада промышленных водоёмов-накопителей на подземные воды методами численного моделирования с использованием комплексного анализа природно-техногенных условий
Петраш А.Б.* (ФГБУ «Гидроспецгеология», А.В.Petrash@yandex.ru), Кононченко Е.В. (ФГБУ «Гидроспецгеология», lena.konon@mail.ru).....279
68. К вопросу определения несущей способности винтовых свай в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов по результатам полевых испытаний грунтов сваями
Петрова И.И.* (ФГБОУ ВО "Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, 56irinapetrova47@mail.ru), соавтор Кулешов А.П. (ФГБОУ ВО "Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, kyleshovap@mgri.ru).....284



69. Инженерно-геологические условия развития карста на четвертом участке ВСМ «Москва-Казань»
Пиневская Е. Е. (Московский государственный геологоразведочный институт, кафедра инженерной геологии, alena_pinevskaya@mail.ru).....289
70. Деградация островной мерзлоты в Западной Сибири (по результатам 50-летнего мониторинга)
Пономарева О.Е.* (Российский государственный геолого-разведочный 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) Дроздов Д.С. (Институт криосферы Земли ТюмНЦ СО РАН, Российский государственный геолого-разведочный университет (МГРИ), 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).....291
71. Влияние слабой сейсмичности на возникновение и развитие оползневых процессов и особенности проведения расчётов для обоснования мероприятий инженерной защиты
Прасолов А.А.* (НИУ МГСУ, ghfcjkjdfylhtq@yandex.ru).....295
72. Оценка карстово-суффозионной опасности и расчет диаметра карстово-суффозионных провалов на участке долины р. Упы
Романова Е.Р.* (МГУ, liza170298.romanova@yandex.ru).....299
73. Сейсмическое микрорайонирование в инженерной геологии»
Стриха Ю.Н.* (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, deyl.aleksandra@yandex.ru), Романов В.В. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, roman_off@mail.ru).....303
74. Локальное изучение оползневого процесса на примере Загорской ГАЭС
Суслин И.Р. (МГРИ, suslin.ilya.97@list.ru).....308
75. Внедрение сверхширокополосного георадиолокационного зондирования с целью оптимизации сейсморазведочных работ в арктических регионах
Переpletкин И.А.* (ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», ivan_perepletkin@mail.ru), Кузнецов В.И. (ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», kuznetsovvi@tyuiu.ru).....311
76. Условия формирования и типы минеральных подземных вод в пределах восточного склона Сихотэ-Алиня и прибрежно-морских участков в восточной части Приморского края
Трубицын Д.С.* (ФГБОУ ВО «Воронежский государственный университет», di_trubitsyn@mail.ru), Сергатских А.А. (ФГБОУ ВО «Воронежский государственный университет», Sergatskih@mail.ru).....315
77. Исследование гидрогеохимических и микробиологических особенностей Касимовского ПХГ
Филиппова Д.С.* (ИПНГ РАН, filippovads@ipng.ru), Сафарова Е.А. (ИПНГ РАН, safarovaelisaveta@gmail.com).....320
78. Помнить, чтобы идти вперед
Нгуен Чунг Киен (Институт геологических наук Вьетнамской академии наук и технологий, kien.mgri@gmail.com), Фоменко И.К. (МГРИ, ifolga@gmail.ru).....324
79. Математическое моделирование напряженно - деформированного состояния массива (на примере туннеля Т-23 Рогунской ГЭС)»
Шокамолов Ш. Ш.* (МГРИ, shokamolov@yandex.ru), Фоменко И. К., (МГРИ, ifolga@gmail.ru), Сироткина О.Н. (МГУ им. М.В. Ломоносова, onsirotkina@gmail.com).....328
80. Составление базы данных по району многолетней мерзлоты для исследования результатов геокриологической съёмки за пятидесятилетний период»
Щербакова А.А.* (МГРИ, anutkusik@yandex.ru).....332
81. Инженерно-геологические исследования при проектировании сооружений в областях повышенного риска землетрясений (Мьянма)
Ярг Л.А.* (МГРИ, Liudmila.Yarg.@yandex.ru), Пхё Ко Ко (МГРИ, uphyokoko96@gmail.com).....334

СЕКЦИЯ «ПОИСКИ, РАЗВЕДКА И ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ»

Поиск и оконтуривание неантиклинальных ловушек в верхнеюрских отложениях центральной части Северо-Устюртской впадины

Алданазаров А.С.* (АО «Узбекнефтегаз»), Юлдашева М.Г. (ИГИРНИГМ, yuldasheva@ing.uz)

Аннотация

В статье представлены результаты анализа данных сейсморазведки и бурения в программном комплексе Petrel, выделены участки распространения песчаных тел типа «палеорусел» в терригенных отложениях верхнеюрского возраста, продуктивность которых подтверждается испытанием глубоких скважин.

Ключевые слова

Сейморазведка, скважина, палеоруслы, залежи, юра, песчаники, газ.

Теория

История поисково-разведочных работ на Бердахском валу Северо-Устюртской впадины свидетельствует о том, что помимо традиционных антиклинальных залежей немалую долю в объеме продуктивных толщ месторождений Сургиль, Шимолий Бердах, Шаркий Бердах и других занимают так называемые нетрадиционные ловушки, представленные линзовидными телами, участками литологического замещения и т.д. Последующая разработка месторождений показала, что существуют особенности в геологическом строении принятых антиклинальных моделей месторождений, когда на скважинах, расположенных в контуре разведанных запасов, не были получены промышленные притоки газа. В связи с этим, изучение продуктивных горизонтов юрских отложений с целью выявления особенностей строения путем поиска и оконтуривания ловушек неантиклинального типа с помощью современных программных продуктов является очень актуальной задачей.

Следует отметить, что стратиграфический диапазон продуктивности месторождений на Бердахском валу охватывает все отделы юрской системы, при этом отмечается многопластовость залежей. Например, на месторождении Сургиль только в верхне-среднеюрских отложениях выявлено более 20 залежей [1], на месторождении Шимолий Бердахе около 13. Возможно, что такому строению юрских отложений способствовало осадконакопление в аллювиально-озерных условиях, где породы представлены толщей неравномерного переслаивания песчаников, глин и алевролитов. В некоторых случаях отмечается линзовидное залегание той или иной литологической разности. Среди песчаников отмечаются прослой гравелитов с примесью крупнозернистых песчаных фракций, также отмечаются мелкозернистые разности песчаников с тонкими прослоями углей [2].

Для подтверждения приуроченности продуктивности верхнеюрских отложений Бердахского вала к возможно русловым песчаным телам, был выполнен анализ испытания поисково-разведочных скважин, который показал, что продуктивные скважины приурочены к выделенным, по данным сейсмике, протяженным изолированным объектам. Для выделения песчаных тел различных конфигураций и

построения геологической модели северной части месторождения Шимолый Бердах была выполнена интерпретация данных в программном комплексе Petrel, в котором использованы материалы геофизических исследований скважины (ГИС) и сейсморазведки МОГТ-3Д.

Для данного исследования был выбран продуктивный пласт, залегающий в кровельной части верхнеюрских отложений, прокоррелированный по разведочным скважинам 12, 9, 13, 15. Наиболее высоким по гипсометрии был вскрыт пласт в скважине 9, где относительная отметка составляет 1566 м (абсолютная отметка минус 1516 м). Продуктивный горизонт представлен песчаными отложениями мощностью 10 м (рисунок 1) с пористостью 18%, из которых получен приток газа дебитом 457 тыс м³/сут на 16 мм штуцере.

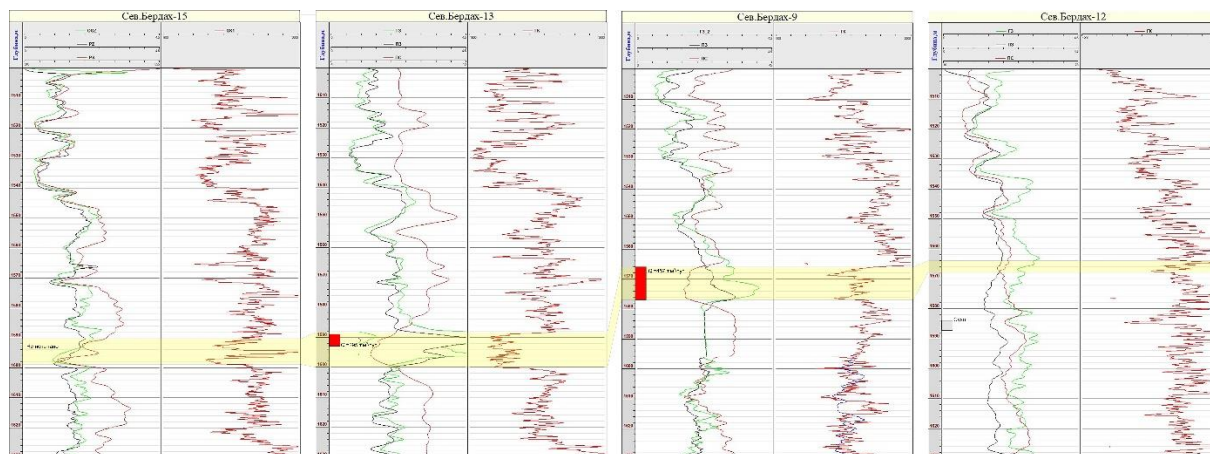
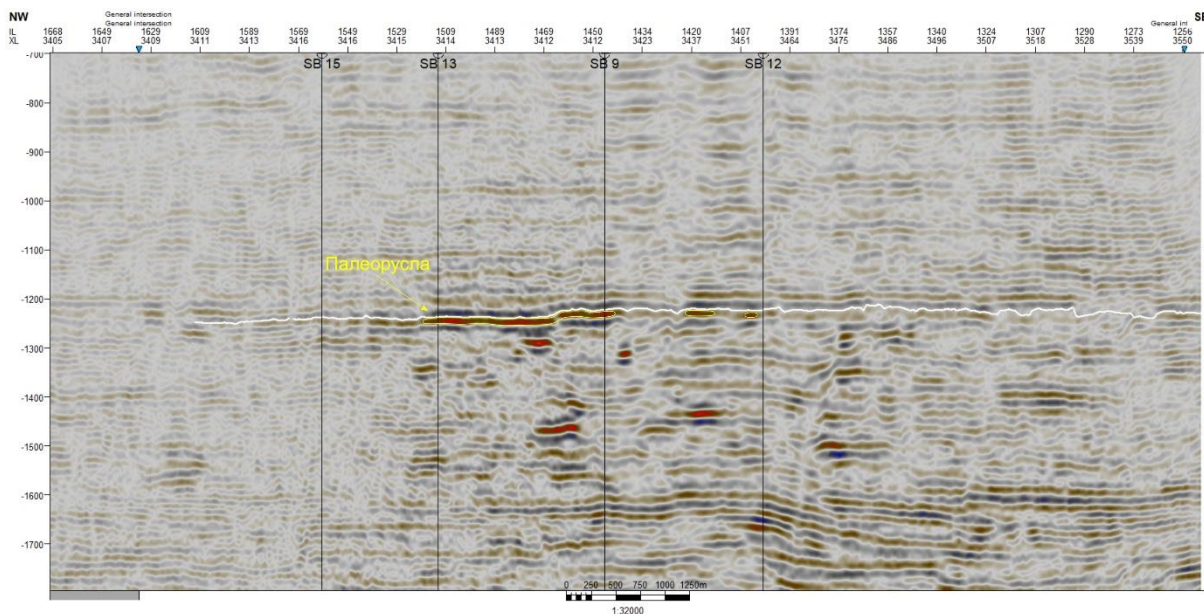


Схема корреляции продуктивного пласта J_{3-1} месторождения Шимолый (Северный) Бердах по линии скважин 15-13-9-12.

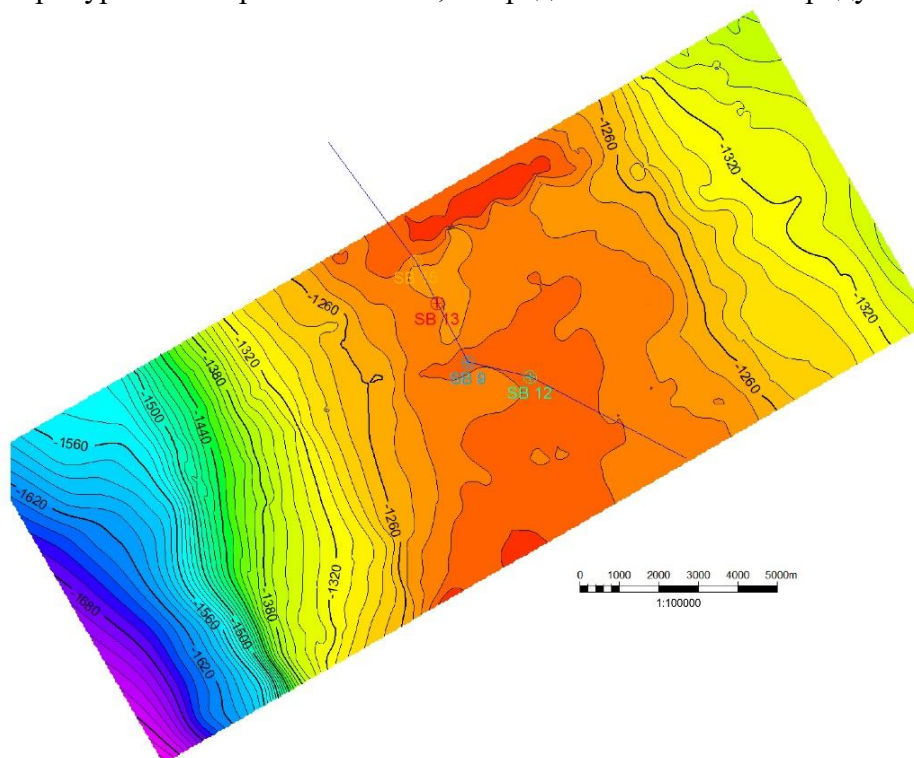
По сейсмическим данным, аналогичный пласт ожидалось вскрыть в скважине 12, фактически горизонт вскрыт на глубине 1546 м (минус 1493 м), где в кровельной части верхней юры залегают алевролитовые отложения, которые по ГИС не интерпретируются как коллектор. К северу, от скважины 9, в скважине 13 данный пласт вскрыт на глубине 1588 (минус 1534 м) мощностью 12 м и пористостью более 25%, из которого получены притоки газа дебитом 400 тыс.м³/сут на 14 мм штуцере.

Скважина 15, заложенная по профилю от скважин 9,13 вскрывает пласт на 3 м ниже, чем скважина №13. Аналог продуктивного горизонта в кровельной части юры представлен песчаным пластом с пористостью (по ГИС) 24%, однако мощность его сокращается вдвое и составляет 4,2 м. Ввиду того, что коэффициент насыщения составил 48%, пласт не испытан как вероятно водонасыщенный. Таким образом, по данным бурения выяснено, что на столь близких расстояниях (около 4-6 км) песчаный пласт крайне не выдержан, кроме того, изменяются его мощность, конфигурация и остальные параметры. Однако, в сейсмическом поле, отражающий горизонт, к которому приурочена вышеописанная толща, выделяется четко и коррелируется уверенно (рисунок 2). В целом, отмечается погружение горизонта на север, тем самым как бы оконтуривая северную границу месторождения Шимолый Бердах.

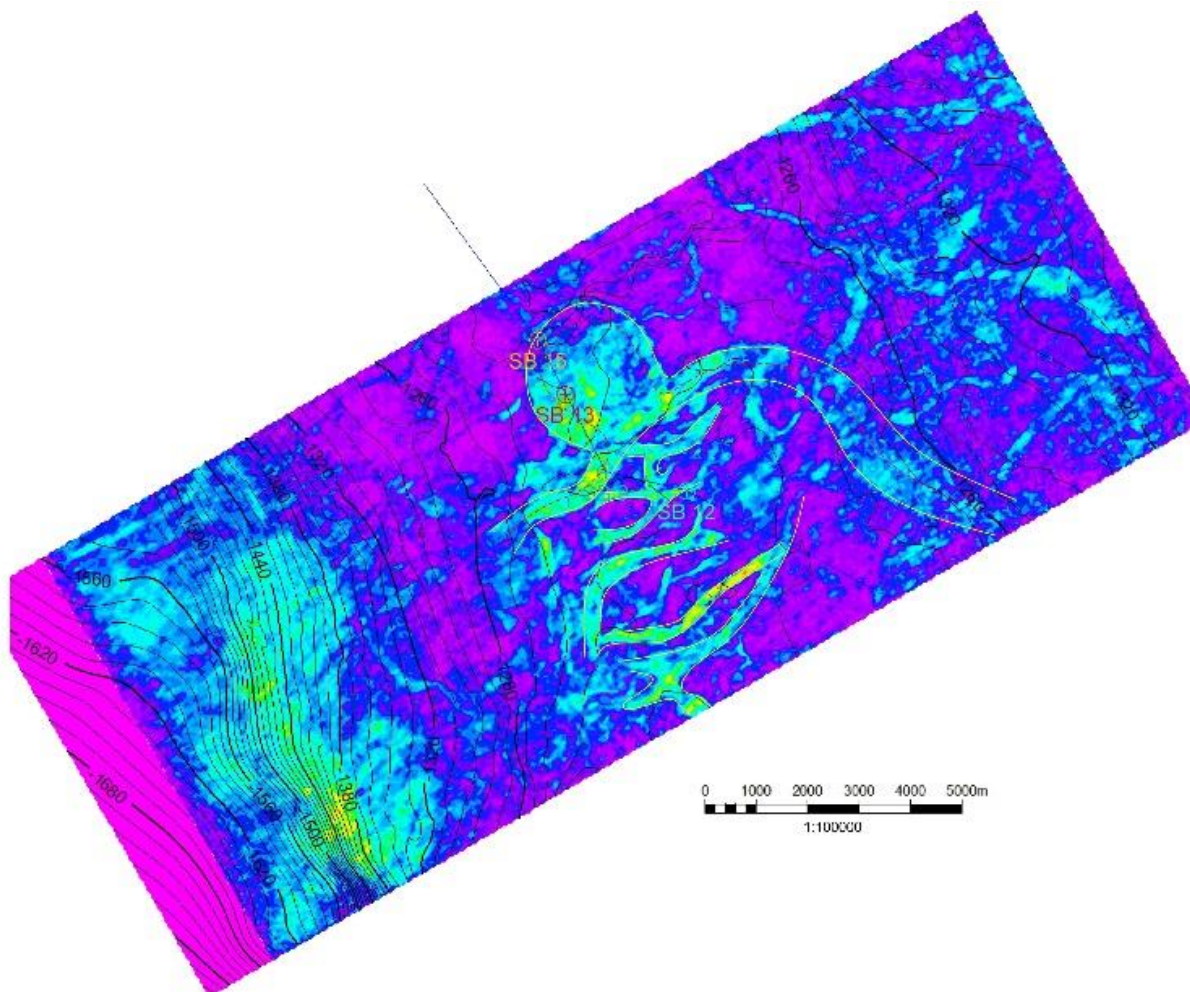


Корреляция отражающего горизонта, приуроченного к пласту J₃₋₁.

В результате интерпретации отражающего горизонта, приуроченного к кровле продуктивного пласта J₃₋₁ (рисунок 3) и использования частотного атрибута в пределах северной части месторождения Шимолый Бердах (рисунок 4) можно предположить, что продуктивные скважины №9 и 13 находятся в зоне развития аллювиальных отложений меандрирующей палеореки, где отмечены улучшенные коллекторские свойства песчаных толщ. Несмотря на то, что по сейсмическим и каротажным материалам скважина №12 вскрывает горизонт гипсометрически выше, она заложена в зону пойменных болот, что повлияло на состав пород и их заглинизированность. Скважина №15 также пробурена в пограничной зоне, за пределами песчаного продуктивного тела.



Карта изохрон отражающего горизонта, приуроченного к пласту J₃₋₁.



Карта изохрон отражающего горизонта, приуроченного к пласту J_{3-1} , с наложением частотного атрибута.

Выводы

Сложное строение верхнеюрских отложений, частая смена литологического состава, изменение коллекторских свойств имеет прямую связь с продуктивностью. Повсеместно поисковые и разведочные скважины закладываются по антиклинальным моделям подготовки структур и оперативного подсчета запасов без учета неантиклинального строения залежей. Применение атрибутного анализа для выделения таких структурных форм как древние палеоруслы, древние конуса выноса и т.д. позволит спрогнозировать развитие и распространение залежей в несводовых ловушках, а именно изолированных песчано-алевролитовых тел типа линз, русел, дельт и т.д., и оконтуривание этих резервуаров внутри юрской терригенной толщи [3].

Данное направление позволит повысить эффективность поисково-разведочных работ, увеличив долю продуктивных скважин, окажет существенную помощь при добыче и эксплуатации месторождений.

Библиография

1. Абидов А.А., Зорина О.А., Киришин А.В. Динамика прироста запасов углеводородов – показатель эффективности разведки месторождения Сургиль. // Узбекский журнал нефти и газа. – Т., 2005. - № 3. – С.7-9.

2. Абдуллаев Г.С., Хайитов Н.Ш., Бойкобилов И.Т., Шарафутдинова Л.П., Джалилов Г.Г. К вопросу усовершенствования рабочей унифицированной литолого-стратиграфической схемы юрских отложений Устюртского региона // Труды Международной научно-практической конференции «Теоретические и практические аспекты нефтегазовой геологии Центральной Азии и пути решения современных проблем отрасли» (Ташкент, 12 октября, 2009г.). – Т., 2010. - С. 82-90.
3. Закирова Г.С., Юлдашева М.Г., Бикеева Л.Р. Применение комплексного анализа данных сейсморазведки и космофотодешифрирования для поиска неантиклинальных ловушек углеводородов в терригенных отложениях Северного Узбекистана // XI Международная конференция молодых ученых и студентов «Современная техника и технологии в научных исследованиях». - Бишкек, 24-26 апреля 2019 г. – с. 73-77.

Применение комплекса ГИС для определения фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов нефтегазовых месторождений

Ахметов А.И. (cattivodifensore@yandex.ru), Мараев И.А. (igorech@rambler.ru)

Аннотация

В данной работе рассмотрены общие принципы проведения геофизических исследований скважин для определения фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов, качественной и количественной интерпретации данных.

Ключевые слова

Геофизические исследования скважин, методы ГИС, продуктивный пласт, комплекс ГИС.

Теория

Геофизические методы исследования скважин служат для получения геологической документации разрезов скважин, выявления и промышленной оценки полезных ископаемых, осуществления контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений, изучения технического состояния скважин и т.д. С этой целью по данным ГИС изучают в скважинных условиях физические свойства горных пород. Методы ГИС подразделяются на электрические, радиоактивные, акустические, магнитные, термические и т.п. Геофизические методы позволяют представить разрезы скважин комплексом физических характеристик, таких, как удельное электрическое сопротивление, радиоактивность, теплопроводность изучаемых сред, скорость распространения упругих волн в них и т.п. Основным документом для геологической службы является литолого-стратиграфическая колонка, содержащая результаты интерпретации материалов ГИС и сведения о положении границ пластов и их толщине, литологической характеристике каждого пласта, наличии коллекторов, характере флюида, заполняющего поровое пространство продуктивных пластов (нефть, газ, вода), и др.

Технология геофизических исследований скважин включает следующие основные этапы: калибровки скважинных приборов, проведение подготовительных работ на базе геофизического предприятия и непосредственно на скважине; проведение геофизических исследований и работ в скважинах; контроль качества материала.

К геофизической аппаратуре относятся наземные геофизические измерительные лаборатории и скважинные геофизические приборы. Геофизическое оборудование обеспечивает электрическую и механическую стыковку скважинной и наземной аппаратуры посредством кабеля, спуск и подъем скважинных приборов и аппаратов с помощью подъемника, блок-баланса и других вспомогательных приспособлений.

Для сокращения времени выполнения ГИС применяют комплексные исследования несколькими зондовыми установками, собираемыми в связку. Такая технология позволяет осуществлять общие исследования по всему разрезу скважины за одну спуско-подъемную операцию.

Концептуально комплекс ГИС в скважинах решает следующие задачи:

- 1) Литологическое и стратиграфическое расчленение разреза скважины;
- 2) Выделение коллекторов, оценка характера их насыщения;
- 3) Определение положения водонефтяного и газожидкостного контактов;
- 4) Определение эффективных нефте- и газонасыщенных толщин, фильтрационно-емкостных свойств;
- 5) Выявление радиогеохимических аномалий в разрезе скважины.

Конструкция комплекса предполагает вертикальную сборку на устье скважины. Сверху и снизу все приборы оснащены унифицированными соединительными узлами, которые позволяют стыковать приборы в любом порядке, как между собой, так и с кабельным наконечником, обеспечивая надежное электрическое и механическое соединение. Схемы сборки приборов могут изменяться в зависимости от геолого-технологических условий конкретной скважины.

Для решения вышеуказанных задач, как правило, используют электрические и радиоактивные методы ГИС. Методы, реализуемые при помощи комплекса ГИС: боковой каротаж (БК), боковое каротажное зондирование (БКЗ), индукционный каротаж (ИК), каротаж самопроизвольной поляризации (ПС), гамма-каротаж (ГК), плотностной гамма-гамма каротаж (ГГКп), кавернометрия и профилометрия (ДС), термометрия и барометрия (ТМ), резистивиметрия.

В зависимости от решаемых задач, глубины исследования, литологических и физических свойств, состав комплекса ГИС может изменяться и дополняться прочими методами, однако основными являются кавернометрия, гамма-каротаж, нейтронный гамма-каротаж, метод самопроизвольной поляризации, методы кажущегося сопротивления и индукционный каротаж.

На основе комплексной (качественной и количественной) интерпретации данных ГИС решаются следующие задачи на стадиях поиска, разведки и разработки нефтегазовых месторождений:

- 1) изучение геологического строения месторождения;
- 2) выделение и исследование коллекторов в продуктивных отложениях;
- 3) определение фильтрационно-емкостных параметров коллекторов, необходимых для подсчета запасов и составления проекта разработки нефтегазовых месторождений.

Для литологического расчленения разреза, выделения коллекторов и оценки их фильтрационно-емкостных свойств используются методы ГК, НГК, КС, ПС, ИК, БКЗ и кавернометрии. В настоящее время данные задачи решаются с помощью специализированных программ, разработанных для обработки и интерпретация данных геофизических исследований скважин на ЭВМ. Все петрофизические зависимости и критерии интерпретации данных, заложенные в такие программы, получены на основе сопоставления результатов геофизических исследований с результатами анализов образцов керна и испытаний пластов.

Одной из главных задач качественной интерпретации данных комплекса ГИС является определение последовательности залегания пластов по разрезу скважины и их литолого-стратиграфическая характеристика. По геологическим и физическим данным в разрезах скважин выделяют отдельные горизонты и пласты, и идентифицируют их по соответствующим наименованиям в соответствии со стратиграфией. Критерием выделения пластов справедливо считается их отличие по литологическим и физическим свойствам от вмещающих пород, что выражается на каротажных кривых аномалиями (Рисунок 1).

Аномалии могут проследиваться и у пластов, мало отличающихся литологически, что обусловлено различием их физических свойств. Расчленение непродуктивных толщ на пласты производится обычно по данным ПС и КС. В однородных глинистых толщах выделение пластов выполняется по данным ГК. В продуктивной толще, как правило, этих данных недостаточно, в этом случае используют более детальные методы исследования. Первоначально разбивку разреза на пласты производят отдельно по каждому методу, затем производят сопоставление кривых различных методов. Также осуществляют привязку кривых по глубине.

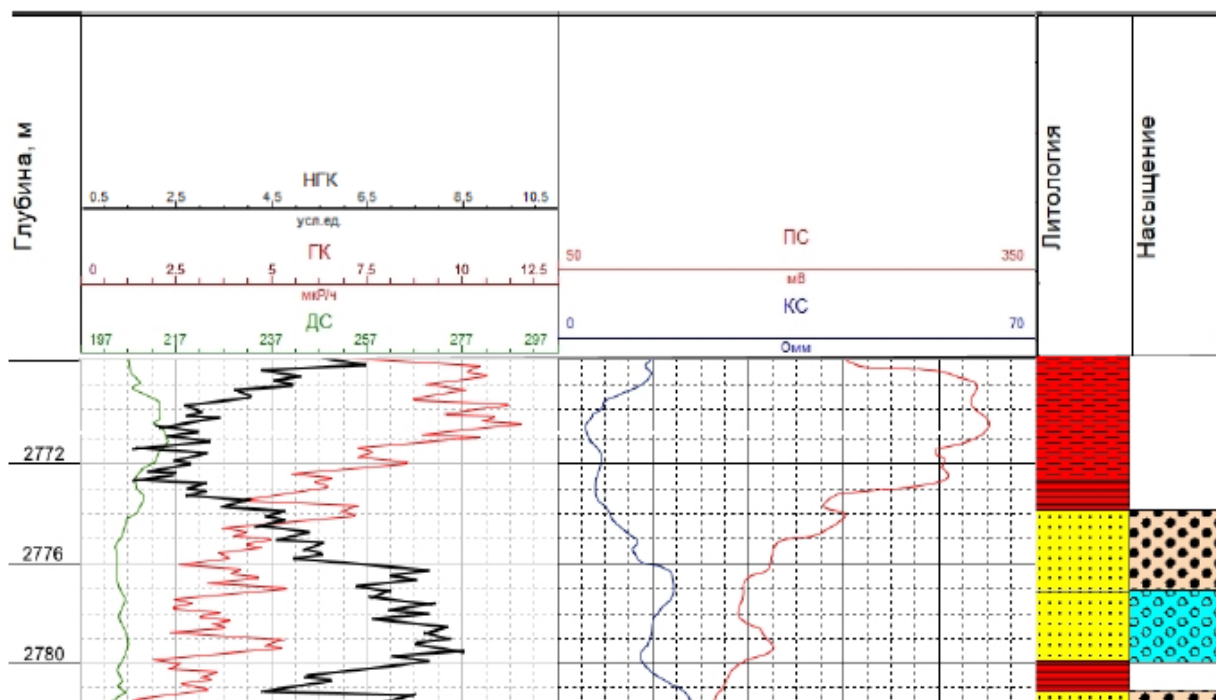


Рисунок 1 – Пример выделения в разрезе пласта песчаника

Значения по кривой ПС против пласта песчаника имеют отрицательную аномалию (линия песков), а против глин – положительную (линия глин). С увеличением в песчаном пласте глинистого материала величина отклонения кривой ПС уменьшается. Глинистые пески или песчаники с глинистым цементом отмечаются слабыми отрицательными аномалиями или ничем не отличаются от глин. По диаграммам КС глинистые и песчаные пласты, насыщенные минерализованной водой имеют низкие показания УЭС, их величина меняется от десятых долей до нескольких Ом*м в зависимости от пористости пород и минерализации пластовых вод. При насыщении пластов нефтью, газом или слабо минерализованной водой их сопротивление возрастает во много раз. По диаграммам БКЗ, БК, ИК получают более подробную информацию о литологии пластов и определяют истинное УЭС. По кривым ГК лучше всего определяются глины по положительным аномалиям. Наличие каверн против глин

уменьшает амплитуду отклонения кривой ГК. На кавернограммах против проницаемых песчано-алевролитовых пластов наблюдается сужение диаметра скважины по сравнению с номинальных, а напротив глин – увеличение.

По типу насыщения порового пространства коллекторы делятся на водонасыщенные, нефтенасыщенные и газонасыщенные. Признаком коллекторов является проникновение фильтрата бурового раствора в пласты, указывающее на их проницаемость и присутствие в них подвижных флюидов.

На диаграммах ПС пески и песчаники, когда минерализация пластовой воды превышает минерализацию бурового раствора, отмечаются отклонениями кривой ПС в сторону отрицательных значений. Нефтегазонасыщенные песчаники отмечаются на кривых ПС такими же показаниями, как водоносные. Естественная радиоактивность песчаных пород-коллекторов меньше радиоактивности глинистых пород, поэтому на диаграммах гамма-каротажа пласты песков и песчаников отмечаются пониженными показаниями, по сравнению с вмещающими глинами. По данным НГК нефтеносные и водоносные пески, песчаники отмечаются пониженными показаниями. На кавернограммах коллекторы отмечаются уменьшением диаметра скважины. При оценке характера насыщения по данным ГИС основной характеристикой пласта является удельное электрическое сопротивление. Пласты, насыщенные нефтью или газом имеют более высокое удельное сопротивление по сравнению с водонасыщенными. При наличии в пласте переходной зоны, в которой происходит постепенное увеличение нефтенасыщенности, залежь четкой нижней границы не имеет. В результате на диаграммах электрических методов регистрируется плавное увеличение удельного сопротивления.

Качественная интерпретация представляется в виде схемы сопоставления методов ГИС и схемы корреляции скважин и включает в себя: литологическое расчленение разреза скважины, выделение коллекторов, оценку их насыщения, а также прослеживание изменения мощности и литологии выделенных пластов по площади. Количественная интерпретация представляет собой определение коллекторских свойств продуктивных пластов.

Выводы

Окончательный результат геофизических исследований представляется такими физическими параметрами, изучаемыми методами ГИС, как пористость, проницаемость, глинистость пород, коэффициент нефтегазонасыщения порового пространства. Оценка этих параметров и составляет один из важнейших этапов процесса интерпретации геофизических данных. Интерпретация, в свою очередь, может быть качественной, если, например, определяется литологический состав породы, и количественной, если оценивается количество содержащегося в породе того или иного компонента (глины, нефти, газа и др.)

Библиография

1. Косков В. Н. Геофизические исследования скважин и интерпретация данных ГИС: учеб пособие. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2007. – 317 с.
2. РД 153-39.0-072-01 Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах

***Байесовские подходы на основе МСМС к решению промысловых задач на примере подсчёта остаточных извлекаемых запасов историко-статистическим методом
Балабан И.Ю. *, (Российский государственный геологоразведочный университет
имени Серго Орджоникидзе, balabanij@mgri.ru)***

Аннотация

В работе рассмотрено применение Байесовского подхода с использованием алгоритмов Монте-Карло с Марковскими цепями (МСМС) для решения промысловых задач на примере подсчёта остаточных извлекаемых запасов историко-статистическим методом. Рассматривается анализ кривых падения добычи на примере простого экспоненциального закона, что позволяет сравнить полученные результаты с рассчитанными аналитически.

Подход изложенный в работе может иметь широкое применение при решении любых промысловых задач включающих анализ зависимостей геологических, геофизических и промысловых параметров, поскольку позволяет создавать и сложные регрессионные модели с десятками и сотнями параметров, и затем методами МСМС получать совместные распределения интересующих нас параметров и использовать их, к примеру, для оценки неопределённости рассчитанной величины запасов.

Ключевые слова

Регрессия, теорема Байеса, Монте-Карло с Марковскими цепями.

Теория

Историко-статистические методы подсчёта запасов применяются на поздних стадиях разработки соответствующих объектов и основаны на установлении тенденций промысловых показателей, связанных с добычей, экстраполяции этих тенденций до предела рентабельности и, таким образом, оценки остаточной (предстоящей) добычи. Указанные тенденции представляют собой параметрические функциональные зависимости и задача подсчёта запасов историко-статистическими методами сводится к следующему:

1) Выбору промысловых показателей (характеристик вытеснения) и формы параметрической зависимости между ними (моделей процесса добычи). Этот выбор происходит исходя из геолого-геофизических характеристик подсчётного объекта и режима его работы.

В качестве примера такой зависимости в данной работе рассматривается зависимость дебита УВ от времени, т.е. производится анализ кривых падения добычи и используется для этого анализа простая модель — модель экспоненциального падения добычи. В виду простоты модели, для неё существуют аналитические оценки неопределённости её результатов, которые формируют базис для сравнения с результатами работы.

2) Подбору параметров, при выбранной форме зависимости обеспечивающих наилучшее соответствие истории разработки. Типично производится методом наименьших квадратов.

3) Подсчёту оставшейся добычи с учётом найденных параметров и предела рентабельности для объекта.

В данной работе продемонстрировано применение к рассматриваемой задаче байесовского подхода на основе методики МСМС (Markov Chain Monte Carlo) с использованием свободно распространяемого программного пакета `rumc3` [4]. В этом случае модель включает в себя не только форму параметрической зависимости описывающей изменение промысловых показателей, но и статистическую модель ошибок — отклонений реальных показателей от предполагаемой зависимости.

Предполагается, что имеются ежегодные данные по дебиту заданные рядом значений Q_1, \dots, Q_n и в результате действия неучтённых промысловых факторов эти значения случайным образом отклоняется от модельной тенденции и отклонения независимы друг от друга согласно формуле:

$$\ln(Q_i) = b - a \cdot (t_i - t_{cp}) + \sigma \cdot \xi_i$$

Эта формула описывает линейную модель снижения логарифма Q с параметрами b, a . За отклонения отвечает $\xi_i \sim N(0,1)$ - стандартная нормально распределённая случайная величина [2], параметр σ задаёт размах отклонений.

Центральное место в байесовском подходе занимает понятие правдоподобия являющееся величиной (пропорциональной) вероятности эмпирически наблюдаемых отклонений от зависимости при данном значении параметров:

$$p(Q_1, \dots, Q_n | b, a, \sigma) = \prod_1^n f_N(\xi_i) = \prod_1^n f_N\left(\frac{Q_i - (b - a \cdot t_i)}{\sigma}\right),$$

где f_N - плотность вероятности стандартного нормального распределения.

Добавив свои априорные знания о том какие значения параметров b, a, σ более вероятны, а какие менее, выраженные в виде соответствующих функций распределения $f_b(b), f_a(a), f_\sigma(\sigma)$, согласно теореме Байеса получаем (с точностью до постоянного множителя) распределение вероятности параметров b, a, σ при условии наблюдений Q_1, \dots, Q_n :

$$p(b, a, \sigma | Q_1, \dots, Q_n) \sim p(Q_1, \dots, Q_n | b, a, \sigma) \cdot f_b(b) \cdot f_a(a) \cdot f_\sigma(\sigma).$$

Теперь у нас есть ненормированное апостериорное распределение параметров b, a, σ и можно воспользоваться алгоритмами Монте-Карло с марковскими цепями (МСМС) для получения случайной выборки из этого распределения, которая даст нам намного больше информации, чем одно значение полученное методом максимального правдоподобия [4]. Наиболее известные алгоритмы из семейства МСМС – это алгоритм Метрополиса-Гастингса, а также сэмплирование по Гиббсу. Существуют и более новые и эффективные алгоритмы основанные на гамильтоновой динамике, среди которых наиболее эффективным на настоящий момент считается NUTS [4]. К недостаткам последних относится необходимость вычислять не только функцию апостериорного распределения, но и её градиент.

К счастью сложности с градиентом легко преодолимы при помощи свободно распространяемой `python` библиотеки `rumc3`, которая, среди прочего позволяет выполнять автоматическое дифференцирование, так что применяемый в ней по

умолчанию алгоритм NUTS столь же прост в использовании, что и Metropolis-Hastings. Покажем как для этих данных с помощью пакета rjags рассчитать остаточные извлекаемые запасы используя экспоненциальную модель снижения добычи и оценить степень её неопределённости. Для анализа был взят набор данных приведённый в [1] и также использованный в [3].

Год	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971
Добыча за год тыс. т. Q_i	29	26	25	23	24	20	18

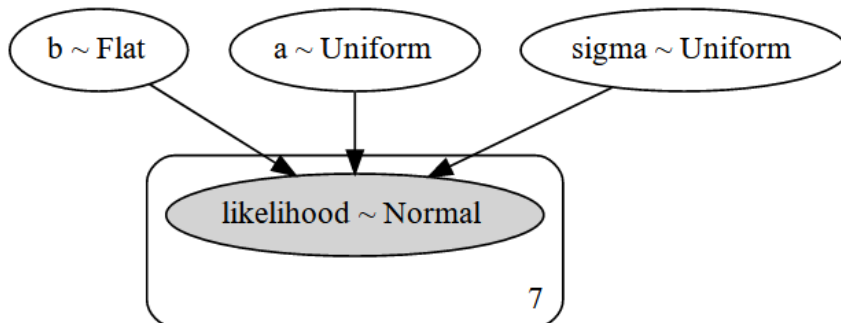


Рисунок 1. Графическое представление программной модели в rjags

Сначала задаётся модель. В этой модели, что показано на рисунке 1, задано три априорных распределения для b , a , σ . Для параметра b задано априорное распределение Flat, которое говорит о том, что мы априори ничего не знаем о параметре и он может быть каким угодно от $-\infty$ до $+\infty$. Для параметров a и σ выбрано равномерное распределение на отрезке от 0 до 1. В данном случае априори понятно, что падение добычи присутствует, т. е. параметр a больше нуля и в то же время оно не настолько быстрое, чтобы a достигло 1 что соответствовало бы снижению в 2.7 раза в год, чего по данным явно не наблюдается. Аналогично параметр σ должен быть больше нуля, поскольку это стандартное отклонение и он явно меньше единицы, которая соответствует отклонениям добычи от тренда в 2-3 раза, чего тоже не видно.

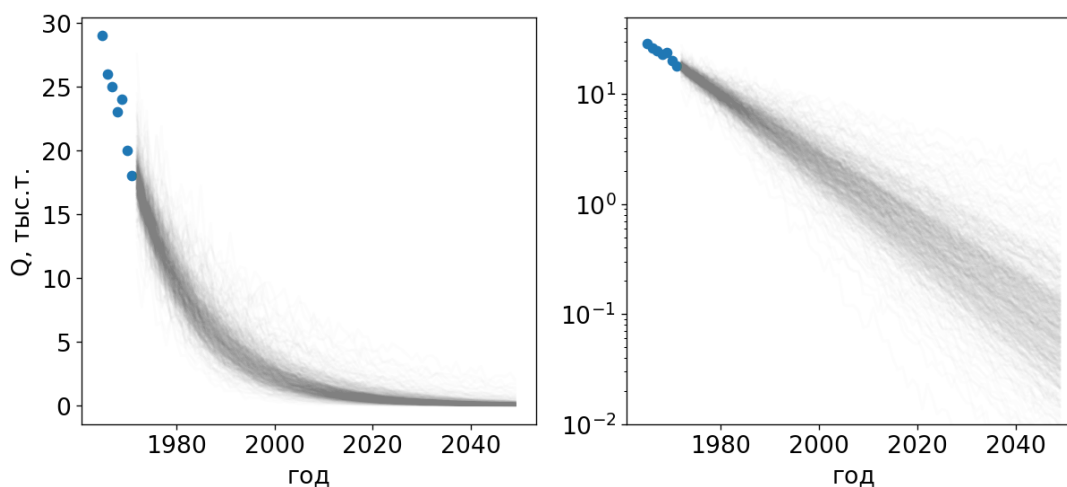


Рисунок 2. Исходные данные (синие точки) и 500 реализаций (серые кривые) в обычном (слева) и логарифмическом (справа) масштабе оси Q .

Делаем выборку из множества (в работе 100000) реализаций из заданной выше модели с помощью методики МСМС и получаем объект — трассу содержащий все 100000 реализаций. По ним теперь можно построить 100000 возможных прогнозов динамики добычи, допустим с 1972 по 2050 год см. рисунок 2.

Используя экономический предел рентабельности (ЭПД), который условно принимаем равным 1 тыс.т., рассчитываем добычу до закрытия объекта - до момента, когда добыча впервые опустится ниже ЭПД. В итоге имеем 100000 вариантов остаточных извлекаемых запасов. По ним строим распределение извлекаемых запасов и определяем оценки P_{90} , P_{50} и P_{10} (см. [3]):

$$\begin{aligned}P_{90} &= 183.4 \text{ тыс. т.} \\ &= 240.8 \text{ тыс. т.} \\ P_{10} &= 335.9 \text{ тыс. т.}\end{aligned}$$

Для рассматриваемой экспоненциальной модели падения добычи и независимых отклонений существуют (что большая редкость) приблизительные аналитические формулы для расчёта оценок P_{90} , P_{50} и P_{10} , приведённые в частности в [3], там же по ним вычислены оценки P_{90} , P_{50} и P_{10} :

$$\begin{aligned}P_{90} &= 186.3 \text{ тыс. т.} \\ P_{50} &= 241.2 \text{ тыс. т.} \\ P_{10} &= 312.3 \text{ тыс. т.}\end{aligned}$$

Выводы

Продемонстрирована простота и эффективность применения методики МСМС к промышленным задачам. Произведено сравнение полученных оценок P_{90} , P_{50} и P_{10} с аналитическим результатом. Как и следовало ожидать оценка P_{50} почти в точности совпадает (разница 0.15%), вместе с тем аналитические формулы немного недооценивают изменчивость присущую модели — оценка P_{90} по ним на 1.6% выше полученной байесовским моделированием, а оценка P_{10} — на 6.6% ниже.

Библиография

1. Гутман И.С., Методы подсчета запасов нефти и газа. Учебник, Москва «Недра», 1985.
2. Гутман И.С., Балабан И.Ю., Геостатистика в промыслово-геологических исследованиях. Учебник, РГУНиГ, Москва, 2011.
3. Гутман И.С., Балабан И.Ю. Системы и принципы управления движением запасов. Учебное пособие. М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016 — ISBN 978-5-91961-179-0
4. Martin O., Bayesian Analysis with Python. Packt Publishing Ltd, 2016.

Роль сульфатовосстанавливающих бактерий в условиях эксплуатации нефтяных месторождений

***Ворона А.А. * (НИТПУ, г. Томск, Россия, anastasiya.vorona.2012@mail.ru)
Научный руководитель доцент Хвощевская А.А. (НИТПУ, г. Томск, Россия,
hvashevskaya@tpu.ru)***

Аннотация

Заселенность микроорганизмами пластовых вод, используемых в нефтегазовой отрасли для заводнения нефтяных пластов и поддержания пластового давления (ППД), создает серьезные проблемы при эксплуатации нефтяных месторождений. Из многочисленных бактерий, вызывающих опасение, наиболее активную роль играют сульфатовосстанавливающие бактерии (СВБ). Активизация их деятельности вызывает интенсивную генерацию сероводорода и ведет к возникновению агрессивной среды, усиливает коррозию промышленного оборудования, повышает сернистость нефти, закупорку пор пласта-коллектора и пр.

В этой связи контроль за количеством СВБ и условиями их активного развития является актуальным при разработке и эксплуатации месторождений нефти и газа.

Цель работы - изучение условий активного развития СВБ при эксплуатации нефтяных месторождений.

Ключевые слова

Биокоррозия, разложение, коррозионные отложения

Теория

Согласно литературным данным (М.В.Гусев, 2003) на развитие СВБ оказывает влияние ряд факторов: кислотность среды, присутствие органического вещества, в природных условиях СВБ активно развиваются в широком диапазоне рН от 5 до 8 единиц.

По данным исследований месторождений Томской области (Стрежевское, Нижневартовское, Советское и Вахское) частота встречаемости СВБ в водах составляет 90-100 %. В количественном отношении микроорганизмы проявили себя по-разному. В эксплуатационных скважинах их содержание варьировало от 101 до 104кл/мл, но активность клеток оценивалась до 15 баллов.

Под воздействием микроорганизмов изменяется состав природных вод и главным образом содержащихся в них соединений углерода и серы. Воды, обильно населенные микрофлорой, содержат в своем составе, как правило, значительно больше углекислоты и гидрокарбонатов, чем воды, в которых микроорганизмы не обнаружены или слабо населенные микрофлорой (Микробиология, 2016).

Коррозия. Деятельность СВБ в условиях эксплуатации нефтяных месторождений весьма разнообразна и не всегда положительна. Так, в процессе своей жизнедеятельности СВБ подвергают микробиологической коррозии многие конструкционные материалы, в первую очередь сталь, железо и алюминий. Механизм

коррозии определяется в стимулировании реакции катодной деполяризации твердыми сульфидами железа, которые образуются в результате их метаболизма или за счет потребления ими поляризованного водорода (Грабович М.Ю, 1999).



Коррозия, протекающая в присутствии СВБ, внешне проявляется появлением на металлической поверхности коррозионных отложений в виде темной корки и рыхлых бугорков. Отложения и бугорки состоят из сульфидов, карбонатов и гидратов окиси железа, механических примесей и других осадков. Действие СВБ характеризуется сильным местным разъеданием на участках поверхности металла, потемнением воды, неприятным запахом и накоплением тонкораздробленных частиц сульфида железа.

Другим примером биокоррозии под действием СВБ и связанных с ними в биоценозах микроорганизмов является коррозия стальных резервуаров с нефтепродуктами (рис.2). Были обнаружены случаи коррозии стенок резервуаров с внутренней стороны. Коррозия носила язвенный характер вплоть до сквозных перфораций. Коррозионные поражения располагались в основном в донной части (рис.1). Это объясняется тем, что в донной части резервуаров нефтехранилищ был обнаружен шлам и так называемая «подтоварная» вода. Вода попадала в нефтепродукты в процессе хранения и транспортировки и если своевременно не удалялась, то скапливалась внизу. В ней концентрировались и коррозионно-активные соли и микроорганизмы (Кушнаренко В.М., 2012).



Рисунок 1. Коррозионные отложения резервуаров.



Рисунок 2. Проявление коррозии на металлических поверхностях.

Бактерии, в анаэробных условиях способны использовать кислород сульфат-иона и осуществлять разложение органического вещества. В процессе минерализации идет активное образование сероводорода с его последующим участием в образовании сульфидов металлов, что играет отрицательную роль при использовании вод в условиях ППД.

Выводы

Деятельность СВБ в условиях эксплуатации нефтяных месторождений носит отрицательный характер и подвергает коррозии оборудования и материалы (Андреева Д.Д.).

Коррозия имеет биологическую природу и первенство среди микроорганизмов, вызывающих разрушение оборудования на нефтепромыслах по праву занимают СВБ.

Библиография

1. Андреева Д.Д. Коррозионно-опасная микрофлора нефтяных месторождений/ Андреева Д.Д., Фахрутдинов Р.З.// ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕДОБЫЧИ, НЕФТЕХИМИИ, НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ И ПРИМЕНЕНИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ
2. Брюханов А.Л., Захарова Е.Е., Пименов Н.В./ Сульфатредуцирующие бактерии в аэробных водах Чёрного моря //I й Российский Микробиологический конгресс: сборник тезисов/под редакцией д.б.н. Решетиловой Т.А. Москва: ООО «ИД «Вода: химия и экология», 2017. с. 33.
3. ГОСТ 9.602-2005 Единая система защиты от коррозии и старения (ЕСЗКС). Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии

4. Грабович М.Ю. Участие прокариот в круговороте серы // Соросовский образовательный журнал, 1999, №12, с. 16-20.
5. Гусев М.В.. Микробиология/ М.В.Гусев, Л.А.Минеева- М.: Академия- 2003.- 464с.
6. Зарубина Р.Ф., Копылова Ю.Г., Зарубин А.Г. Анализ и улучшение качества природных вод. Часть 2. Методы оценки качества природных вод Учебное пособие. - Томск, ТПУ, 2011. - 151 с.
7. Карначук О.В/ Экосистемы Сибири - источник новых изолятов некультивируемых ранее BacteriaI//Российский Микробиологический конгресс: сборник тезисов/под редакцией д.б.н. Решетиловой Т.А. Москва: ООО «ИД «Вода: химия и экология», 2017. – с. 20.
8. Кушнаренко В.М., Чирков Ю.А, Репях В.С., Ставишенко В.Г БИОКОРРОЗИЯ СТАЛЬНЫХ КОНСТРУКЦИЙ //ВЕСТНИК ОГУ - 2012 №6 (142)-с. 160-164
9. Лаптев А.Б., Перов Н.С., Бухарев Г.М., Кривушина А.А. Основные организмыбиодеструкторы конструкционных материалов в водных средах. В сборнике: Роль фундаментальных исследований при реализации «Стратегических направлений развития материалов и технологий их переработки на период до 2030 года». Сборник докладов III Всероссийской научно-технической конференции. ФГУП «ВИАМ». 2016. С. 19.
10. Микробиология: краткий курс лекций для студентов II курса направления подготовки 35.03.08 «Водные биоресурсы и аквакультура» / сост.: Щербаков А.А., // ФГБОУ ВО «Саратовский ГАУ». – Саратов, 2016. – 69 с.
11. Насыбуллина А.Ш., Москалева А.Н., Фазуллина Д.Р, Муромцев А.Я. / ИССЛЕДОВАНИЕ МИКРОБИОЛОГИЧЕСКОЙ ЗАРАЖЕННОСТИ ПОДТОВАРНОЙ ВОДЫ С ЦПС ТЯМКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ООО «РН-УВАТНЕФТЕГАЗ» И ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ БАКТЕРИЦИДА СНПХ-1517А АО «Научно-исследовательский институт по нефтепромышленной химии»
12. Семенов С.А., Гумаргалиева К.З., Заиков Г.Е. / ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОЦЕССОВ И ОСОБЕННОСТИ ПОВРЕЖДЕНИЯ МАТЕРИАЛОВ ТЕХНИКИ МИКРООРГАНИЗМАМИ В УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ/ Эколого-экономические проблемы химических технологий

*Геолого-петрофизические особенности глубокозалегающих коллекторов
Абшеронского и Бакинского архипелагов в условиях существующего
геодинамического режима*

Гурбанов В.Ш. (Национальной Академии Наук Азербайджана Институт Нефти и
Газа, e-mail: vaqifqurbanov@mail.ru), соавтор Султанов Л.А (Азербайджанский
Государственный Университет Нефти и Промышленно,
e-mail: latif.sultan@mail.ru).*

Аннотация

В статье даны комплексные результаты петрофизических исследований образцов пород, взятые из пробуренных поисково-разведочных скважин площади месторождения Абшеронского и Бакинского архипелагов где широко распространены отложения плиоценовой толщи. Перечислены средние значения гранулометрического состава пород продуктивной толщи вышеуказанных площадей по всему разрезу. Также пересмотрены вопросы зависимости проницаемости от пористости и пористости от глубин. Исследования показывают, что физические особенности одновозрастных и одноименных пород изменяются в результате геолого-физических процессов, приводя к разным результатам. Были изучены коллекторские свойства пород плиоценовой толщи. Создана таблица, отражающая их физические свойства данной площади во времени и пространстве, а также различные типы геологических особенностей пород-коллекторов и закономерность их распространения.

Ключевые слова

Петрофизика, плотность, скорость, распространения волн, пористость.

Теория

В Азербайджане в связи с изучением нефтегазоносности глубокозалегающих толщ в значительном объеме были проведены геологоразведочные и геофизические работы. Были подготовлены научные критерии, которые могут служить основанием для будущих геологоразведочных исследований. Известно, что в Азербайджане основные нефтегазоносные территории связаны с Южно-Каспийской и Куринской впадинами, которые подвергались интенсивному погружению в течение мезокайнозоя. Несмотря на высокую перспективность глубокозалегающих слоев центральной части Южно-Каспийской мегавпадины, проблемы связанные с извлечением УВ, еще не разрешены до конца.

В связи с этим на месторождениях Абшеронского и Бакинского архипелагов были проведены в значительном объеме геолого-геофизические работы и подготовлены научные критерии, которые могут быть основанием для будущих поисково-разведочных работ.

Несмотря на высокую перспективность глубокозалегающих толщ месторождений Абшеронского и Бакинского архипелагов, проблемы связанные с поисками, разведкой и извлечением из них нефти и газа остаются еще не решенными окончательно.

Локальные поднятия отдельных структурных зон этого района развивались в основном при активности одних и тех же механизмов складкообразования, и их

подавляющая часть относится к структурам нагнетания. К таковым относятся и локальные поднятия антиклинальной зоны Дарвин-кюпеси – Гюргян-дениз – Хали - Нефт Дашлары – Азари и др. имеющие одинаковые механизмы развития, однако геологическое строение которых изучено в различной степени.

С этой целью были исследованы геолого-геофизические характеристики пород, которые влияли на коллекторский потенциал отложений содержащих нефтяные, газовые и газоконденсатные скопления мезокайнозойского возраста.

На Северо-Абшеронском архипелаге, складка Нефт Дашлары, находится в приосевой зоне Абшероно-Прибалханского структурного мегаседла и простирается в общекавказском направлении. Складка осложнена двумя продольными и большим числом поперечных разрывов.

В геологическом строении месторождения Нефт Дашлары осадочный разрез изучен от четвертичных отложений до коунской свиты включительно, глубоким поисково-разведочным бурением.

Плотность глинистых пород здесь составляет 2,20-2,48 г/см³, пористость 8,3-17 % (в некоторых случаях достигает до 25 %), распространение ультразвуковых волн 2150-2200 м/сек. Плотность алевролитов изменяется в пределах 2,13-2,60 г/см³, пористость варьирует между 15-28 %, скорость ультразвуковых волн колеблется между 1300-2200 м/сек. Плотность песчаников составляют от 2,00 до 2,50 г/см³, пористость варьирует между 7,2-22,0 %. Во всех породах распространение ультразвуковых волн, в зависимости от литологического состава, изменяется в пределах 850-2800 м/сек. У карбонатных глин ПТ плотность составляет 2,02-2,59 г/см³, пористость 8,5-30 %, скорость ультразвуковых волн 2100-3500 м/сек

В докладе приведены результаты комплексных исследований образцов пород взятых из поисково-разведочных скважин пробуренных на месторождениях Сангачал-дениз, Дуванны-дениз, Булла-дениз, Алят-дениз и т.д., расположенных на Бакинского архипелага, где хорошо развиты отложения ПТ.

С этой точки зрения подробно были проанализированы коллекторские свойства нефтегазоносных отложений в структурах тесно связанных между собой и отделяющихся друг от друга небольшими пережимами Сангачал-дениз, Дуваны-дениз и Булла-дениз.

Анализ и интерпретация петрофизических и промыслово-геофизических данных показывает, что некоторые горизонты ПТ более перспективны на нефть и газ. Полная мощность ПТ (3950-4000 м) были вскрыта пробуренными скважинами на площади Сангачал-дениз и на севере-восточной части других площадей. На гипсометрически высокой части локальных структурах Сангачал-дениз и Дуваны-дениз мощность ПТ составляет 2960-3600 м.

Плотность глинистых пород здесь составляет 2,26-2,50 г/см³, пористость 9,5-18 % (в некоторых случаях достигает до 30 %), распространение ультразвуковых волн 2200-2300 м/сек. Плотность алевролитов составляет 2,16-2,65 г/см³, пористость 15-30 %, распространение ультразвуковых волн колеблется от 1500 до 2500 м/сек. Плотность песчаников составляет 2,07-2,55 г/см³, а пористость 8,2-22,5 %. Во всех породах распространение ультразвуковых волн, в зависимости от литологического состава, в

песчанистых породах изменяется в пределах 950-4000 м/сек. Карбонатные глины ПТ, участвующие в геологическом разрезе площади подвергались изменению и их физические свойства характеризуются следующими величинами: плотность-2,05-2,65 г/см³, пористость-8,5-30 % и распространение ультразвуковых волн 2100-4000 м/сек. Следует отметить, что карбонатность и проницаемость отложений ПТ в целом также подверглась значительному изменению [1,2,6].

При исследовании коллекторских свойств региона установили, что в глубокозалегающих пластах отмечается эффективная пористость и это дает возможность прогнозировать коллекторы нефти и газа на рассматриваемых глубинах. Но согласно графикам петрофизических изменений пределов рассматриваемых параметров ясно, что в связи с некоторыми литофизическими изменениями нарушается установленная закономерность.

Известно, что продуктивная толщ не только месторождениях Абшеронского и в пределах всего Бакинского архипелага характеризуется высокой глинистостью и залегает на больших глубинах с геотермией в 100 и более градусов. Эти факторы являются благоприятными для преобразования глин в аргиллиты.

В свою очередь геодинамические и тектонические условия, с которыми связано развитие здесь сжимающих напряжений, благоприятны для возникновения трещиноватости в хрупких аргиллитах подобно трещиноватости которой обладают аргиллиты баженовской свиты (верхнеюрский комплекс) в Западной Сибири.

В этом районе со времени раскрытия Красноморского рифта приобрел сложный геодинамический режим развития связанный с продвижением Аравийской плиты на север. В процессе этого перемещения северо-восточный выступ Аравийской плиты стал создатель изгибовые деформации северо-восточной ориентации в узкой северо-западной части Ирано-Афганской плиты. В результате, к концу плиоцена Южно-Каспийский бассейн был отделен от Черного моря с одновременным формированием западного борта Бакинского архипелага за счет сжимающих напряжений северо-восточной ориентации создаваемой изгибающимся на северо-восток значительно узким северо-западным окончанием Ирано-Афганской плиты. В связи с этим и в настоящее время земная кора в пределах Бакинского архипелага подвергается сжимающим напряжениям северо-восточной ориентации. Вместе с тем известно, что ложе Южного-Каспия имеет сложно-грабенное строение, что способствует более интенсивному погружению его дна, в том числе и Бакинского архипелага. С другой стороны ложе Южного-Каспия на севере, в зоне Абшероно- Прибалханского порога, поддвигается под ложе среднего Каспия, а по южному борту под узкую часть Ирано-Афганской плиты, что указывает на присутствие в ложе Южного-Каспия сжимающих напряжений субмеридиональной ориентации в том числе и в пределах Бакинского архипелага. Вероятно с этим и связан слабовыраженный дугообразный изгиб его антиклинальных зон обращенных выпуклостью на северо-восток. Однако, более интенсивными здесь являются напряжения северо-восточной направленности, на что указывает северо-запад - юго-восточная ориентация антиклинальных зон Бакинского архипелага. Из вышеизложенного следует, что развитие сжимающих напряжений в пределах последнего, характеризующих геодинамический режим в регионе, также благоприятствуют возникновению вторичной пористости в компетентных породах осадочного разреза [3-5].

Учитывая вышесказанное, можно сделать вывод о целесообразности продолжения сейсморазведочных работ и бурения скважин на большие глубины в пределах отдельных тектонических блоков месторождения архипелагов и соседних площадей.

Выводы

В пределах исследуемых морских площадей изменение петрографических величин в широком диапазоне связано, в основном, с литологической неоднородностью комплексов, разной глубиной залегания пластов и структурно-тектоническими условиями; - хорошую корреляционную связь, между пористостью и проницаемостью связано с терригенным составом, литофациальной идентичностью и близостью значений пористости пород коллекторов, а относительно высокие значения проницаемости пород связаны с повышенным содержанием в них псаммит-алевритовых фракций; - при прогнозировании нефтегазоносности глубокопогруженных толщ подобных структур, наряду с оптимальными геофизическими методами разведки необходимо учитывать и фильтрационно-емкостные характеристики пород; - изменение плотности пород и скорости ультразвуковых волн с глубиной указывают на их хорошую коррелируемость и отсутствие таковой между ними и коллекторскими свойствами пород, что свидетельствует в основном об отсутствии в породах-коллекторах вторичной пористости.

Библиография

1. Бабаев М.С., Султанов Л.А., Ганбарова Ш.А., Алиева Т.А. /О результатах петрофизических исследований отложений продуктивной толщи нефтегазоносных площадей Бакинского архипелага./ Известия Высших Технических Учебных Заведений Азербайджана. 2014, №2, стр.7-12.
2. Гурбанов В.Ш., Султанов Л.А., Валиев С.А., Бабаева М.Т. Литолого-петрографические и коллекторские характеристики мезокайнозойских отложений северо-западной части Южно-Каспийской впадины // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 17. – С. 5–11. DOI:
3. Кожевников Д.А. Петрофизическая инвариантность гранулярных коллекторов. // Геофизика.- 2001 - № 4. 31-37 с.
4. Нариманов Н.Р. // Геодинамические аспекты формирования осадочного чехла Южно-Каспийской впадины.// Геология нефти и газа. Москва, 2003, № 6, стр. 26-31.
5. Сулейманов Ш.А., Мирзоев И.А., Мехтиев И.П. «Коллекторские свойства отложений ПТ разрабатываемых месторождениях северной части Бакинского архипелага»– АНХ, 2005, № 1, с. 2-16.
6. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых. Под редакцией Н.Б.Дортман, М: Недра, 1976, стр.527.

**О перспективах цифровизации петрофизики и интерпретации ГИС в ракурсе
концепций институциональных ловушек и метаанализа
Еникеев Б.Н. (АО «ПАНГЕЯ» bne@rangea.ru)**

Аннотация

Рассматриваются вопросы получения, организации и использования знаний при решении анализа данных и получения зависимостей в задачах петрофизики и интерпретации ГИС.

Ключевые слова

Распознавание, анализ данных, машинное обучение

Теория

В принципе многие задачи геологии и геофизики, медицины или статистической радиотехники могут быть сформулированы как задачи диагноза или оценивания. Полезно не изобретать заново без необходимости, а, уловив специфику наших геолого-геофизических задач, попытаться конвертировать приёмы работы, теоретические знания и практический опыт из смежных областей науки и технологии.

Не секрет, что геологические объекты сложны по своему составу и строению. Любая попытка продвинуться в учете их сложности сталкивается с проблематикой неполноты и зашумленности данных. Уже привычный подход к интерпретации путем оптимизационной инверсии включает в себя несколько задач.

Определение элементов компонентного состава породы - X

Выбор внешних соотношений $Y(X)$ – (модель измерений)

Оценка константы соотношений $Y(X)$

Оценка дисперсии ошибок соотношений $Y(X)$

Выявление уравнений-связок $X-X$ и их связи с генезисом

Оценка диапазонов и трендов по глубине (модели постседиментации).

Собственно оптимизационная обработка и инверсия

Частный пример реализации такой схемы моделирования с поиском адекватных типов взаимосвязей приведен на Рис. 1а. Практика показывает, что за такой постановкой остаются неформальные проблемы выявления, сбора, анализа знаний и опыта специалистов (часто плохо формализуемых). Стремление обойти многие из этих проблем, исключив теоретические модели и глубокие обобщения, привело к применению в 60-е годы прошлого века программ регрессионного анализа, программ узнавания (распознавания) образов и нейронных сетей. Само по себе желание поручить гарантированное решение рутинных задач (типа разделения нефть-вода в слоистом песчано-глинистом разрезе) машинным алгоритмам можно только приветствовать, если она дает гарантированный результат. Однако ясно, что попытки формализовать практику

работ в петрофизике и интерпретации ГИС обычно включают в себя существенные неформальные элементы и потому два геофизика способны выдать разное заключение. Смоделировать всё сложно. И нередко сложные элементы работы, по сути, фиктивно заполняют попытки (часто неуклюжие) алгоритмизировать те этапы или виды работ, которые сложно, если и вообще реально, с наскока формализовать.

Именно поэтому возникает стремление обойти проблематику работы со знаниями (опираясь только на эмпирические данные и приёмы технической работы). Неспроста одна из наиболее интересных работ по математизации геологии и геофизик включает в себя слова “неформальные методы” [1]. В этой, изданной более 30 лет назад, книге Ш.А.Губерман вычленяет ряд этапов:

- 1) содержательная постановка задачи,
- 2) выбор объектов распознавания,
- 3) описание объектов распознавания,
- 4) сбор и подготовка данных,
- 5) выбор материала обучения,
- 6) счет (выбор алгоритма распознавания и параметров алгоритма),
- 7) выбор информативных параметров,
- 8) интерпретация результатов”

При этом в [1] оговаривается, что этапы могут исполняться в иной последовательности и вся процедура повторяться итеративно. Подобный подход уместно рассматривать как сугубо позитивистский (ориентирован на избавление от теоретического знания). Но порой рецепты избавления от дефекта могут быть опаснее самого дефекта.



Рисунок.1. Слева (Рис 1а) пример типовой схемы анализа данных без метаанализа и накопления знаний. Справа (Рис 1б) пример схемы моделирования в петрофизике (с петлями накопления и обобщения знаний).

Обычно к знанию предъявляют ряд требований. В том числе и общих требований. К их числу уместно отнести несколько нижеперечисленных.

Во-первых, знание должно экстраполироваться в область, где опытные данные отсутствуют (иначе можно обойтись и многомерным обобщением конструкций типа полиномов Лагранжа проведенным через все или избранные точки).

Во-вторых, знание не должно сводиться к полному перечню частных случаев, а должно сжимать объем исходных данных, причём, чем больше, тем лучше.

В-третьих, оно должно быть прозрачным для понимания специалистом.

Не все формы эмпирических обобщений в равной степени удовлетворяют этим требованиям. Более того, экстраполяционные возможности алгоритмов могут быть тем лучше, чем менее детально они описывают специфику материалов обучения. Особенно показательным сравнение в этом плане линейной и непараметрической регрессии. Немного улучшает ситуацию "скользящий контроль", но он не позволяет выйти на задачи, в которых все или часть аргументов удалены от диапазона, содержащего все значения этого аргумента в обучающей выборке. Всякое успешное движение (как движение математизации геологии) обычно оберегает себя от опасных тенденций. Автор застал участников этих движений и хорошо запомнил несколько баек из фольклора того времени.

"Трава растет – хорошо, Солнце светит – хорошо, баран идет – хорошо, – что вижу о том пою". Действительно! Интересны не столько наблюдения, сколько попытки их обобщений...

Чукча не читал Толстого и Чехова. Чукча не читатель – чукча писатель!

Служил Гаврила почтальоном – Гаврила почту разносил. Можно долго и внешне успешно применять один и тот же инструментарий к сходным наборам данных. Но гордится тут нечем!

Защита от артефактов (недостовверный результат научного исследования, возникающий из-за дефектов метода исследования или ошибок экспериментатора). Шаман может быть эффективен при лечении, но это не означает, что его метод адекватен. Без тщательной всесторонней содержательной интерпретации всех следствий модели результат вызывает сомнения.

Без подобного фольклора (ограничивающего от псевдооткрытий, ошибок и халтуры) математизация геологии была бы быстро скомпрометирована.

И всё бы оно хорошо, но жизнь грустнее и сложнее. По мере того как применение математических методов на практике стало позволять приносить административно полезные результаты деятельность на разных этапах существенно деформировалась [2-5]. В значительном ряде случаев задачи распознавания стали не выбираться заинтересованными энтузиастами, а выдаваться административными решениями, доступ к данным стал более затруднительным, процедуры сравнения разных алгоритмов начали приобретать вполне измеримую в финансовых показателях оценку. В принципе это не удивительно. Если не мыслить в категориях окончательных решений, то любое совершенствование может идти или за счет принципиальных инноваций или за счет рационализации, заменяющей материалы и процедуры работы на более дешевые.

Проблема в том, что при таких заменах нередко исчезает контроль некоторых факторов, неосознанно расширяется область применения материалов и приёмов работы, а при случае возникают нештатные ситуации и их последствия.

При этом компенсация издержек за счет подобных отклонений от ожидаемого обычно не предусматривается. В принципе подобные процедуры, когда частные лица или организации получают дифференциальную ренту за счет нарушения спецификаций, качества, традиций, гарантированных сроков службы или обязательств можно (добавив требования прибыльности и повторяемости) отнести к “институциональным ловушкам”. В условиях расширения области их применимости имеет смысл говорить уже об “институциональных воронках”. Частные виды подобных процессов легко найти в самых разных областях. По мере перехода практики распознавания образов из исследовательски-романтической в административно-прагматическую фазу эти элементы стали появляться и в анализе данных.

Анализ данных или машинное обучение не молоды (время рождения 50-60-е годы прошлого века). Вместе с тем, рост быстродействия, памяти, доступности алгоритмов и интернет резко понизил стоимость “входного билета”, что привело к новому росту интереса к этому направлению. Интенсивность и определенная безоглядность распространения этих методов заставляет проанализировать применимость выделения отмеченных Ш.А.Губерманом этапов работы и их преломления в современном ракурсе

Попытки разобраться в происходящем напоминают попытки сравнить работу семейного врача-практика и выпускника мединститута с прописями рецептов. По сути, они связаны в основном с умением собирать, систематизировать и обобщать, как данные опыта, так и собственные и накопленные коллегами знания. В упрощенном и частично формализованном виде подобные навыки стали культивироваться в основном медиками и биологами. Всё шире распространяется практика сращивания данных, полученных по разным объектам разными исследователями, в обобщенную форму (с учетом точности и объемов таких знаний).

Такая форма метанализа приобрела большую популярность в медицине, но уже применялась и в геологии [5]. Рассматривая совместно семиотические схемы, приведенные на Рис 1 и этапы распознавания, приведенные в [1], легко увидеть как различия, так и недостатки обеих. По сути, мы приходим к известным (вплоть до уровня афоризмов) соображениям, высказанным ранее в адрес позитивистской методологии и показывающим неотвратимую сложность моделирования.

Выводы

- 1) Создается впечатление, что формируется, обусловленный недостаточными знаниями современными исследователями работ предшественников, пузырь институциональных ловушек в области анализа данных.
- 2) В сложных задачах распознавания и оценивания всегда имеется дефицит данных для широких обобщений. Поэтому необходимо использование объектов-аналогов, метанализа и синтетических тестов (как для решения задач, так и для оценки их устойчивости).
- 3) Теория без практики мертва, а практика без теории слепа.

- 4) Важен не только результат, но и путь к нему.
- 5) “Цель расчётов не число, а понимание” (Хэмминг).

Библиография

1. Губерман Ш. А. Неформальный анализ данных в геологии и геофизике М. Недра 1987 261 стр.
2. Еникеев Б.Н. Институциональные ловушки при синтезе прикладного знания//Материалы IV Российского философского конгресса МГУ 2004
3. Еникеев Б.Н. Опыт сбора, структурирования и организации петрофизического знания 14-я международная научно-практическая конференция "Новые идеи в науках о Земле" МГРИ 2019 Кн. 5 стр.60-63
4. Еникеев Б.Н. Об использовании медианного диаметра зерен и относительной глубины при петрофизическом обосновании интерпретации (на примере отложений васюганской свиты ряда месторождений Западной Сибири) Тюмень EAGE-2019.
5. Раевский В. Ю. Математические решения трудно формализуемых геологических задач Москва Наука 1987 120стр.

***Оценка коллекторских свойств пород на нефтегазоносном месторождении
Западного Туркменистана.***

***Жолудев А.В.* (Туркменнебитгеофизика, roma.zholudev@list.ru),
Березнева С.И. (Воронежский Государственный Университет, kogsveda@mail.ru)***

Аннотация

Применение комплексов методов ГИС при изучении параметров коллекторов позволяют выделить продуктивные пласты, осуществить литологическое расчленение разреза и подробно изучить нефтегазоносность на месторождениях Западного Туркменистана.

Ключевые слова

Породы коллекторы, методы ГИС, продуктивный пласт, нефтегазоносность

Теория

На акватории и территории Туркменистана расположены три нефтегазоносных бассейна, два из них, Южно-Каспийский и Амударьинский обладают доказанной нефтегазоносностью. Основные нефтегазоносные области в пределах Туркменистана пока однозначно не определены. Условно можно выделить Западно-Туркменскую область субширотного направления, которая протянулась от Челекена и до южных окраин страны. Западно-Туркменский межгорный прогиб окружен зонами интенсивной сейсмичности. Существование глубокопогруженной Кызылкумской мульды треугольной формы, на Туркменской террасе, располагающейся в зоне смыкания Прибалханской и Гограньдаг Окаремской складчатой системы подтверждает наличие Огурчинской ступени в современном структурном плане. Присутствие общего регионального погружения Огурчинского блока на юго-запад, в сторону центральной части впадины, делает его северо-восточную часть привлекательной для поисков залежей нефти и газа. Основным нефтегазоносным комплексом в регионе, содержащим подавляющее количество разведанных запасов нефти и газа, является красноцветная толща среднего плиоцена, в том числе Огурчинская и Западно-Эрдеклинская, 35 на 15 км и 40 на 15 км соответственно, при амплитудах 200 и 150 м (Рисунок 1).

Западно-Туркменская впадина, включая акваторию туркменского шельфа. В настоящее время здесь открыто более 35 многопластовых месторождений нефти и газа. Залежи приурочены к песчано-глинистым пластам (всего более 600). Наиболее крупные месторождения приурочены к разрезу с глинистостью 40-60% (Рисунок 2).

Для исследования геологических разрезов применяется комплекс геофизических исследований скважин, включающий электрический каротаж в сочетании с радиоактивными и сейсмоакустическими методами, что позволяет решить следующие важные задачи геологического строения месторождения: выделение в разрезе отдельных слоев и прослоев по их литологическому составу; установление последовательности и закономерности их залегания и площадного распределения; выделение в разрезе пластов – коллекторов, оценка характера их насыщения; количественное определение коллекторских свойств, нефтегазонасыщенности и эффективной мощности.

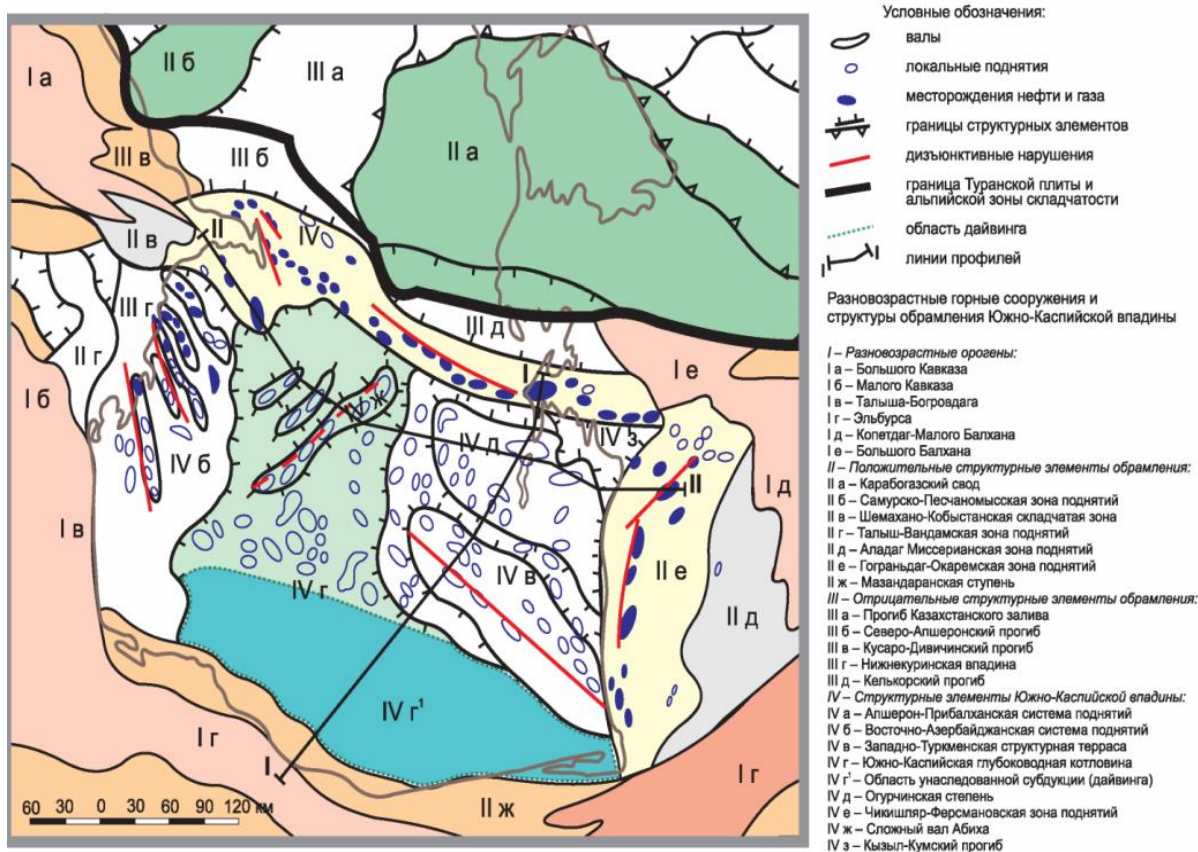


Рисунок 1. Схема тектонического районирования Южно-Каспийского НГБ и прилегающих территорий.

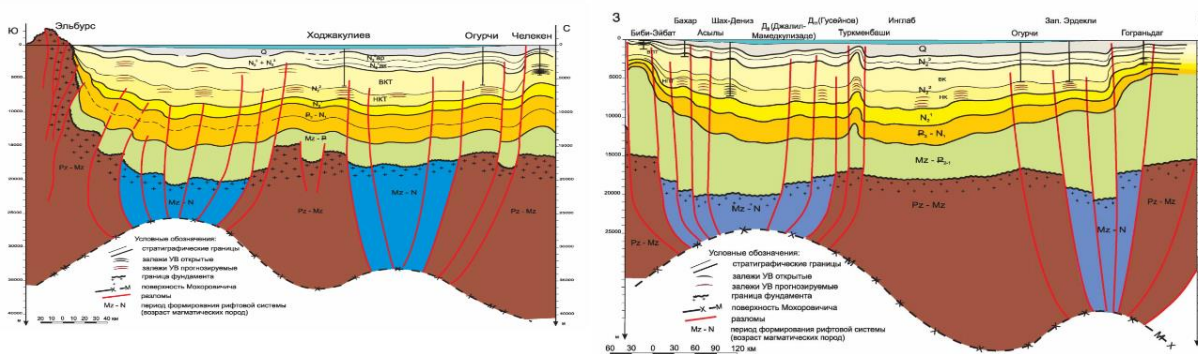


Рисунок 2. Региональный геологический профиль по линии I–I', по линии II–II'.

Коллекторы делятся по типу насыщения порового пространства на водонасыщенные, нефтенасыщенные и газонасыщенные. Коллекторы на каротажных диаграммах выделяются как правило по ряду признаков. На рисунке 3 представлен пример выделения коллекторов по прямым геофизическим признакам в терригенном разрезе Западного Туркменистана. В колонке глубин над чертой показана измеренная глубина, под - абсолютная отметка, Рн — пластовое давление. Qн - дебит нефти, КВкавернометрия, ГК - гамма-каротаж, СП - каротаж потенциалов собственной поляризации, МГЗ и МПЗ - микроградиент- и микропотенциалзонды, ИК - индукционный каротаж, БК - боковой каротаж, ГЗ1-5 - боковое каротажное

зондирование, ΔT - интервальное время пробега по АК, НГК - нейтронный гамма-каротаж, ГГК-П - гамма-гамма каротаж плотностной.

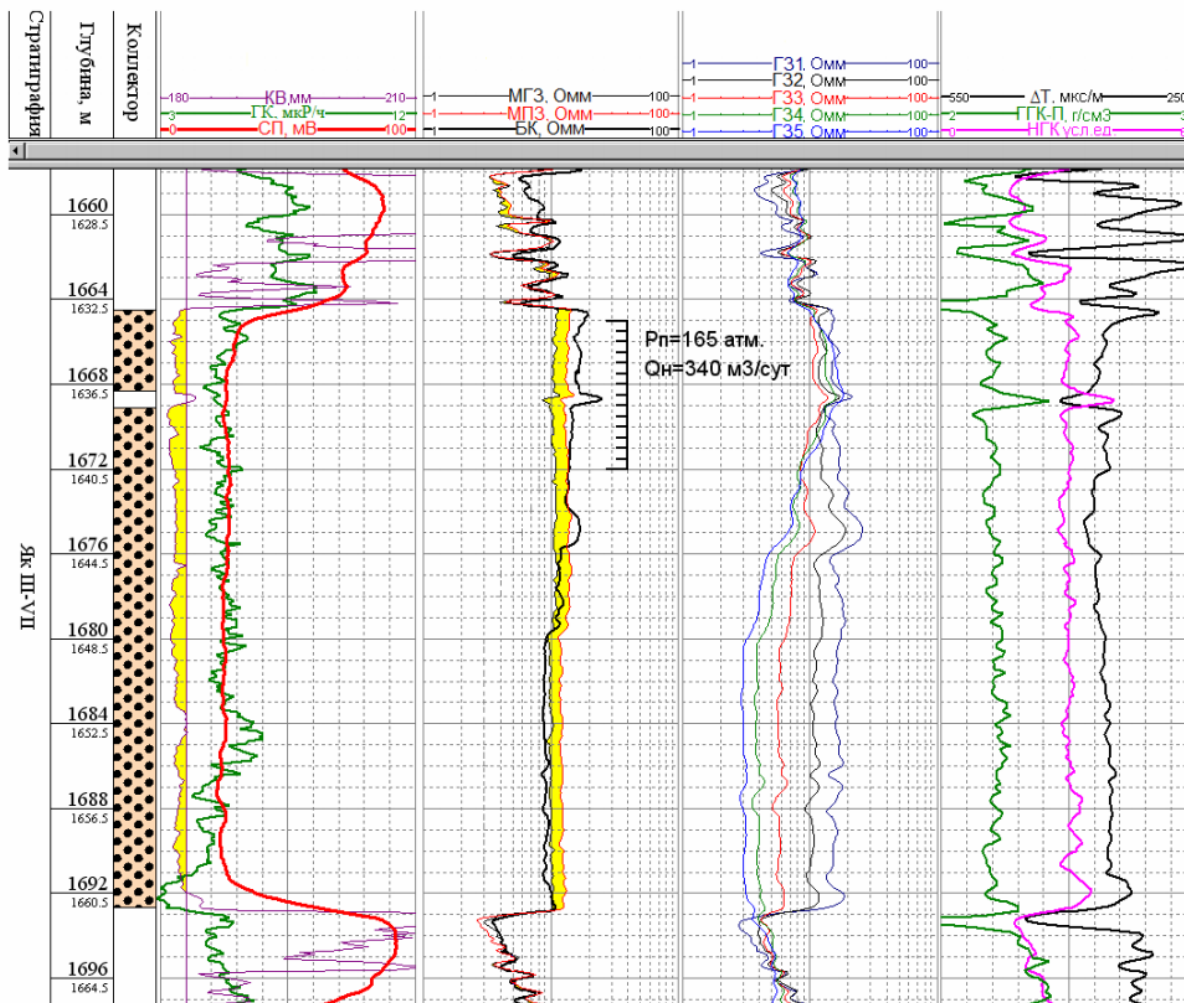


Рисунок 3. Выделения коллекторов в терригенном разрезе по прямым качественным признакам на примере скважины 130.

Выделение коллекторов проводилось по прямым качественным признакам: уменьшение диаметра скважины в следствии образования глинистой корки; наличие положительных приращений на кривых микрозондов; отрицательные аномалии ПС и ГК; наличие радиального градиента сопротивлений. Прямые качественные признаки в большинстве случаев выражены достаточно чётко, являются единими для газо-нефте-и водонасыщенных коллекторов разреза и позволяют с достаточной точностью выделить эффективные толщины. Положительные приращения на диаграммах микрозондов могут наблюдаться при наличии глинистой корки на фоне увеличенного диаметра скважины. Отсутствие глинистой корки и, соответственно, приращений на микрозондах, увеличение диаметра скважины и уменьшение амплитуды ПС имеют место в коллекторах с более сложной структурой порового пространства или при частом чередовании коллекторов с непроницаемыми разностями.

Для литологического расчленения и выделения коллекторов, как эталонная, использовалась скважина, имеющая большой процент выноса керна в пласте и характеристики межзернового коллектора по ГИС. Глинистые и кремнистоглинистые

породы характеризуются минимальными значениями кажущихся сопротивлений (БК, МБК, ИК) и НГК (НКТ), максимальными значениями ПС, ГК, и АК (ДТ).

Кремнистые и глинисто-кремнистые породы выделяются повышенными показаниями КС симметричных методов ЭК, средними значениями НГК и АК, минимальными значениями ПС и ГК, что практически совпадает с характерными признаками выделения коллекторов по другим методам.

Возможность использования такого приема для выделения коллекторов пласта доказывает проведенное сопоставление результатов интерпретации методов ГИС с анализами коллекторских свойств кернового материала. Использование геофизических методов с высокой разрешающей способностью (БК, МБК) в комплексе с радиоактивными методами позволяет в случаях частого переслаивания повысить точность расчленения разреза на коллектор-неколлектор и даже выделить для опробования интервала, не имеющий по ГИС типичных признаков коллектора.

Для выделения коллекторов использовались так же граничные значения пористости, определенные путем сопоставления абсолютной проницаемости с открытой и эффективной пористостью, полученными по керну. Граничное значение пористости коллекторов юрского возраста, оцененное по этому способу, составляет 10-12%, причем исследования показывают, что с увеличением глубины залегания коллекторов граничное значение открытой пористости несколько уменьшается.

Библиография

1. Безносков Н.В., Митта В.В. Бюллетень коллекционного фонда ВНИГНИ. Выпуск 5. Геология и аммониты юрских отложений Большого Балхана (Западный Туркменистан) Москва, 2000 г., 115 с.
2. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А., Африкян А.Н. Геофизические исследования скважин: Учебник для вузов. М: ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004, 400 с.
3. Жолудев А.В. Геофизические методы исследования скважин с целью выявления коллекторов и оценки их коллекторских свойств на нефтегазоносном месторождении Западного Туркменистана (Дипломная работа). Старый Оскол, СОФ МГРИ, 2020.
4. Личный архив работ проведенных автором на шельфе Каспийского моря. Диаграммы работ RST, PSP, CBL/VDL, DSI и т.д., 2020.

Оценка перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих отложений северной части Западной Сибири

Зинатуллина Л.И.* (ИПНГ РАН, Zinatullina@ipng.ru), Шустер В.Л. (ИПНГ РАН, tshuster@mail.ru)

Аннотация

Проблема освоения нефтегазоносного потенциала глубокозалегающих горизонтов севера Западной Сибири на сегодняшний день является актуальной. В последние годы на полуостровах Гыданский, Ямал и прилегающем шельфе Карского моря, проведены комплексные сейсморазведочные работы, аэромагнитные и гравиметрические съемки. Это позволило уточнить границы распространения домеловых отложений в регионе. В целом, если меловой разрез территории изучен достаточно полно, то юрские и особенно доюрские отложения остаются слабоизученными.

Ключевые слова

Ямальская НГО, Гыданская НГО, доюрский фундамент, глубокозалегающие отложения, северная часть Западной Сибири

Теория

Один из важнейших стратегических нефтегазоносных регионов России – Ямальская НГО и малоизученная геолого-геофизическими работами и бурением – Гыданская НГО входят в состав Западно-Сибирского осадочного мегабассейна. (Рис.1) Мощность платформенного юрско-кайнозойского чехла на территории увеличивается с юга на север от 500 до 6000 м. Полуостров Ямал изучен довольно плотно поисковым бурением, но скважин, вскрывших доюрский фундамент мало. А на Гыдане и вовсе нет, вследствие глубокого залегания кровли палеозойских отложений.



Рисунок 1. Обзорная карта Ямало-Гыданского региона

Доюрский комплекс объединяет отложения промежуточного структурного этажа и палеозойского фундамента, представленного осадочными палеозойскими образованиями и отложениями триасового возраста. [3]

Образования доюрского возраста в пределах полуострова Ямал вскрыты на Новопортовском, Восточно-Новопортовском, Усть-Юрибейском, Бованенковском месторождениях, а также на Сюнай-Салинской, Яр-Салинской, Западно-Яротинской, Восточно-Бованенковской и Верхнереченской площадях.

По состоянию на 01.01.2018г. на полуострове Гыданский максимальная глубина (6126 м) достигнута скважиной Гыданская 130. Образования палеозойского возраста не вскрыты, юрские отложения вскрыты девятью скважинами. [1]

В акваториях Обской и Тазовской губах пробурено наибольшее количество поисковых и разведочных скважин. А в Байдарацкой и Гыданской губах бурение не проводилось. [1]

Перспективы нефтегазоносности следует оценивать, используя многокритериальный анализ, который включает в себя: тектонический, литофациальный, геохимический, палеотектонический анализы и анализ ФЭС.

В разрезе глубокозалегающих юрских и доюрских отложений изучаемого региона наибольшие перспективы нефтегазоносности связаны с песчано-алевритовыми породами нижней и средней юры и с корой выветривания фундамента. [2]

На Ямальском полуострове большая часть структур развивались конседиментационно и прослеживается с затуханием от подошвы отложений осадочного чехла к верхним горизонтам.

На северо-востоке Гыданского полуострова установлена сеть разломов северо-западного и северо-восточного простирания, сформировавшиеся в позднем палеозое-мезозое и имеют амплитуду несколько километров. Разломная тектоника на полуострове активная.

ФЭС юрских коллекторов, залегающих на больших глубинах, довольно низкие. На больших глубинах при температурах свыше 105° песчаники и алевриты теряют свои коллекторские свойства, однако и в таких условиях получены притоки газа. Лучшими ФЭС обладают коллекторы оксфордского и батского ярусов.

Наиболее высокую степень катагенетической преобразованности имеет юрский комплекс – ПКЗ – АК1.

Выводы

Таким образом, в рассматриваемом Ямало-Гыданском регионе отложения юрского возраста развиты повсеместно, но залегают на больших глубинах и глубоким бурением изучены относительно слабо. Для существенного прироста запасов нефти и газа необходима активная работа над исследованием нижних горизонтов юрских отложений глубоким бурением.

Дальнейшие перспективы нефтегазоносности можно связывать с малоисследованной Гыданской НГО путем вовлечения в поисково-разведочный процесс нижнего доюрского комплекса отложений.

Библиография

1. Брехунцов А.М., Монастырев Б.В., Нестеров И.И., Скоробогатов В.А. Нефтегазовая геология Западно-Сибирской Арктики. – Тюмень: ООО «МНП ГЕОДАТА», 2020.- 464 с.
2. Шустер В.Л., Дзюбло А.Д. Геологические предпосылки нефтегазоносности глубокозалегающих юрских и доюрских отложений на севере Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2012. №2. С. 26–29.
3. Копеев В.Д., Скоробогатов В.А., Строганов Л.В. Геологическое строение и газонефте-носность Ямала. Москва, 2003. 352 с.
4. Шустер В.Л., Пунанова С.А. Обоснование перспектив нефтегазоносности юрско-палеозойских отложений и образований фундамента Западной Сибири. Георесурсы. 2016. Т.18. №4. Ч.2. С. 337–345.

*Условие формирования соленосных покровов нефтегазоносных бассейнов
Ларичев В.В.* (эксперт ГКЗ, vitlar56@rambler.ru), Кравцова О.С. (СОФ МГРИ,
kravtsova63@list.ru)*

Аннотация

В работе рассматриваются условия формирования соленосных толщ нефтегазоносных бассейнов с позиций их глубинного генезиса и показана несостоятельность эвапоритовой теории на примере Прикаспия, где формирование солянокупольного ландшафта невозможно объяснить горизонтальным "течением" многокилометровых толщ солей, поскольку волновая картина межкупольных зоны носит "спокойный" характер, без видимых следов значительных объемных деформаций и интенсивного, многократного уплотнения пород межкупольной мульды, не испытывавших на себе действие процессов "складчатости".

Ключевые слова

Нефтегазоносный бассейн, эвапоритовые толщи, соляные купола, гидротермальные растворы, соляной магматизм, соляные покровы, залежи углеводородов (УВ).

Теория

Соленосные отложения пользуются широким распространением в земной коре. Достаточно сказать, что их площадь на континентах составляет около 34%, а с учетом всех эвапоритовых и гипсоангидритовых пород эта цифра гораздо выше (М.Г. Валяшко, 1977). Выборка, выполненная по полутора сотне нефтегазоносных бассейнов (НГБ) мира, площадь которых превышает 55 млн. км², показала, что только 15 млн. км² этих территорий приходится на безэвапоритовые, и свыше 40 млн. км², т.е. более 62% – на эвапоритовые НГБ, с которыми связано от 85 до 90% разведанных ресурсов нефти и 75-80% газа [2].

Общеизвестно, что соленосные толщи являются идеальными покровками для залежей углеводородов (УВ), в связи с чем их наличие рассматривается в качестве одного из условий отнесения НГБ к высокоперспективным. Именно по этой причине в последние годы в соленосных бассейнах мира ведутся интенсивные геолого-геофизические и поисковые работы. И неслучайно, что такие уникальные месторождения нефти и газа как Хасси-Месуад и Хасси-Р'Мель в Ливии, Гронинген в Нидерландах, Пенхендл Хьюгтон в США, а также крупнейшие месторождения углеводородов Северного моря, Ирана и Прикаспия экранированы соленосными толщами, а понятие «залежи УВ подсолевых отложений» прочно вошло в терминологию геологов-нефтяников.

К настоящему времени сформировались две альтернативные теории формирования соленосных толщ: эндогенная и эвапоритовая. При этом последователи эвапоритовой теории не прекращают попыток при палеотектонических реконструкциях затянуть все солеродные бассейны в зоны с аридным климатом, нередко, игнорируя ряд моментов и нестыковок, связанные, скажем, с тесной ассоциацией эвапоритов с угленосными отложениями, свидетельствующими о явно не аридной обстановке формирования последних.

Последователи эвапоритовой теории формирования соленосных толщ даже не пытаются увязать присутствие в керновом материале скважин, представленном галитом, включения грубообломочного песка; заполнение тем же галитом порового пространства карбонатных пород. Резонно возникает вопрос, почему такие крайние в ряду осаднения породы, как соль и терригенные образования встречаются совместно без каких-либо "промежуточных" литотипов и зон постепенных переходов, или в тесной ассоциации с угленосными отложениями. Последние уж никак нельзя отнести к индикатору аридной обстановке их формирования.

Основным постулатом развиваемой гипотезы формирования соляных куполов является констатация факта медленного и постепенного выжимания соли в окружающие породы, происходящее на протяжении довольно длительного времени. По сути это ползущие течения Стокса неоднородной вязкой несжимаемой жидкости в поле силы тяжести [4]. И свидетельством этому, якобы, является заметное сокращение толщин всех горизонтов к сводовым частям куполов при одновременном опускании пространства межкупольных мульд и накопления в них значительных по объему осадков [1].

Обратимся к опыту разведки полигона подземного захоронения промстоков Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения.

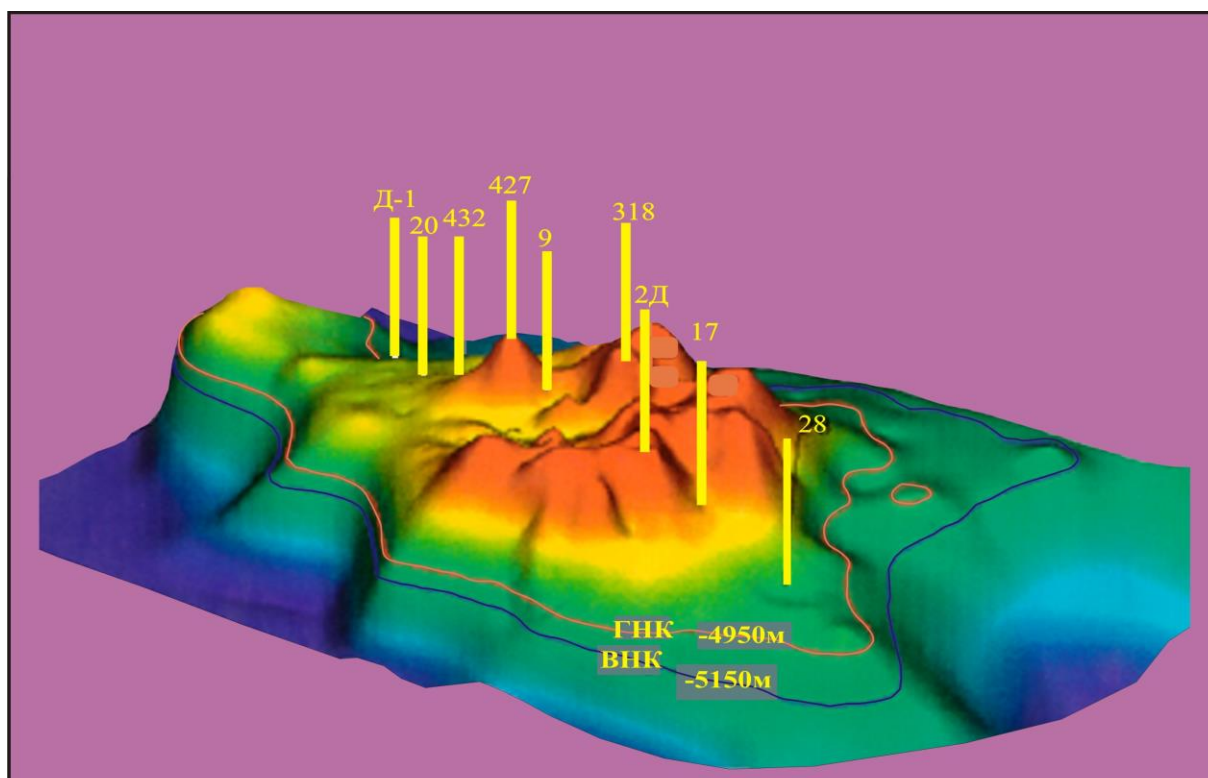


Рисунок 1. Карачаганакское нефтегазоконденсатное месторождение.

Захоронение промстоков планировалось в триасовые горизонты Карачаганакской мульды, борта которой ограничивают Карачаганакский на севере, Кончебайский на юге и Сухореченский на востоке соляные купола [3]. Если согласиться рассматривать изостатическую гипотезу формирования соляных диапиров на примере вышеназванных куполов, необходимо исходить из того, что изначально соленосные отложения представляли собой многометровую выдержанную толщу, в которой в тектонически ослабленных зонах, обладающих более высокой проницаемостью, начинается ее "всплывание".

Т.е. по мере продвижения апикальных частей куполов к дневной поверхности между ними начинает формироваться Карачаганакская мульда, где в настоящее время толщина солей не превышает первых десятков метров. Из этого следует, что вся эта первоначальная масса солей из межкупольного пространства переместилась, заметим, горизонтально, в купола, где их мощность достигла 4 км. Размеры рассматриваемых куполов довольно внушительные и составляют 2-4 км по короткой оси, и 8-10 км по длинной. Следовательно, горизонтальное перемещение толщи солей составит не менее 10 км, при размерах Карачаганакской мульды 15х30км. Но в этом случае в зону формирующейся мульды начнут перемещаться покровные осадочные породы. В тоже время, наблюдаемое сегодня строение названных соляных куполов и мульды по результатам проведенных детальных сейсмических работ 3D и бурение ни одной сотни скважин это не подтверждают. Волновая картина межкупольной зоны носит "спокойный" характер, а следы значительных объемных деформаций, интенсивного, многократного уплотнения пород межкупольной мульды не установлены и не испытали на себе действие процессов "складчатости". В частности, объемная плотность триасовых пород в центральной части Карачаганакской мульды (скв. 1РП) составляет 1,94 г/см³ [3], и не многим отличается от таковой над сводом Карачаганакского купола (скв. 5ртк и 5ртк-бис проекта "Вега").

Как отмечалось в работе [5] правомерность существования разнонаправленных потоков текучих солей и нормально-осадочных пород требует тщательного обоснования на основе физических законов и расчета баланса масс. Насколько известно, такие эксперименты не проводились.

Таким образом, гипотеза изостазии не находит своего подтверждения, как, впрочем, гипотеза конседиментационного роста куполов [5], поскольку отмеченные в мульдах поверхности несогласия были сформированы в периоды кратковременных регрессий морского бассейна. А в этом случае необходимо согласиться с существованием этого бассейна лишь на участках мульд, ограниченных солевыми стенками куполов. Тем более трудно себе представить, как в период медленного конседиментационного роста соляных куполов происходит повсеместное выпадение из разрезов в межкупольных мульдах отдельных свит, ярусов, отделов и даже систем. Так в Карачаганакской мульде в разрезе надсолевого комплекса пород полностью выпадают отложения палеогена и верхнего мела, а на отдельных участках – средней и верхней юры, в сводах купола отсутствуют отложения уфимского, казанского и татарского ярусов [3].

В традиционных представлениях в это время в условиях обширной морской трансгрессии, охватившей Прикаспий, происходит отложение хемогенных осадков, давших начало мощной соленосной толщ кунгура. Однако, в нашем понимании, в это время, в условиях континентального режима начинает активно проявляться соляной магматизм, следствием которого является интенсивное разрушение горных пород с образованием трещин, по которым к поверхности поступают глубинные гидротермальные рассолы, а также продукты глубинной переработки горных пород. Детально формирование соляных куполов в процессе соляного магматизма обосновано в работе [5], в которой рассматривается механизм поступления солей по уже сформировавшимся в докунгурское время каналам.

Таким образом, со времени начала зарождения соляных куполов и вплоть до полного их формирования, в периоды тектонических перестроек региона и активизации роста куполов, возникали благоприятные условия гидродинамической связи подсолевого и надсолевого комплекса пород. Каналами этой связи служили

многочисленные тектонические нарушения. В условиях тектонической активизации в зонах разломов значительно возростала проницаемость, способствовавшая разгрузки подсолевых флюидов в надсолевой комплекс пород, в том числе и УВ, о чем свидетельствуют результаты геохимических исследований нефтей подсолевых и надсолевых отложений. а, таких периодов тектонических активизаций начиная с триаса и кончая четвертичным временем, установлено более десятка, и в каждый из них могли возникать условия для миграции УВ в надсолевой этаж. В тоже время, в периоды спада тектонической активности каналы миграции «закрывались» путем выпадения вторичных минералов и других процессов.

В целом же, при прочих равных условиях, структурная поверхность кровли соленосных отложений, выраженная через градиент ее расчлененности, может быть преобразована в карту дифференцированности тектонических движений Прикаспийской впадины, исходя из принципа: "где тонко, там и рвется", из чего можно заключить, что где выше градиент расчлененности кровли соленосных отложений, там выше стратиграфическая высота роста соленосных куполов, выше современная тектоническая активность, выше вертикальная проницаемость осадочного чехла впадины и выше вероятность миграции УВ-флюидов.

Выводы

Таким образом, в зонах новейших опусканий Прикаспийского НГБ (Тепловско-Токаревская, Карачаганакская Чинаревская и др.), трудно ожидать залежей УВ в надсолевых отложениях, а в зонах новейших поднятий (Восточный борт) вероятность обнаружения скоплений нефти и газа значительно выше.

Библиография

1. Белоусов В.В. Некоторые вопросы глубинной тектоники. //Вестник МГУ, серия геологическая, 1960, № 5, с. 3-12.
2. Конищев В.С. Роль эвапоритовых формаций в распределении залежей нефти и газа по разрезу и площади Восточно-Европейской платформы. Минск, Литосфера № 1 (26), 2007, с. 65-72.
3. Ларичев В.В. Формирование соленосных покрывок нефтегазоносных бассейнов //Нефтяное хозяйство, 2011, № 12 с. 8-12
4. Мартынов Н.И., Танирбергенов А.Г. Численное моделирование формирования соляных диапиров в земной коре. //Математический журнал, Алматы, 2006, Т.6, №1(19), с. 67-73
5. Тимурзиев А.И. Особенности строения и механизм формирования соляных диапиров Астраханского свода (на примере Еленовской площади) - //М., "Геофизика", № 6, 2007

Оценка перспектив нефтегазоносности клиноформного комплекса пород раннемелового возраста на Грушевом нефтяном месторождении (Томская область)

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

Аннотация

В работе приведены перспективы нефтегазоносности ачимовской пачки на Грушевом нефтяном месторождении.

Для анализа перспектив отложений ачимовской пачки использовались построенные геологические профили по линии скважин Грушевого месторождения, структурные карты по кровле баженовской и куломзинской свит, а также карта толщины куломзинской свиты, позволившие проанализировать распространение клиноформ и выявить возможные продуктивные пласты.

Ключевые слова

Клиноформа, карта изопахит, структурная карта, циклит, ачимовская пачка, неоком.

Теория

Объектом исследования являются ачимовские отложения нижнемелового комплекса, вскрытые в разрезах скважин Грушевого нефтяного месторождения. Месторождение Грушевое в геологическом отношении имеет весьма интересное строение, чем и привлекает научный интерес. Отложения представляют собой неструктурные ловушки - «клиноформы», которые на других соседних площадях содержат залежи углеводородов. Нестандартные формы залегания терригенных пород охватывают не весь разрез, а лишь только подошвенную часть отложений неокома (ачимовская пачка).

В административном отношении Грушевое месторождение находится в Каргасокском районе Томской области, в тектоническом плане приурочено к северной части Черемшанского к.п., выделенного в южной части Колтогорского мегапрогиба, а также в непосредственной близости от зоны сочленения Каймысовского свода с Нижневартовским сводом [1]. Основным объектом разработки на данном месторождении являются верхнеюрские отложения васюганской свиты Ю1 (песчаные пласты Ю10, Ю11 и Ю12), сложенные мелкозернистым песчаником с глинистым и глинисто-карбонатным цементом. Высокоперспективные отложения ачимовской пачки пласта Б18 нижнемелового возраста также могут стать объектом разработки, так как из этого пласта на близрасположенном Столбовом месторождении был получен приток нефти (рис. 1). Представлена ачимовская пачка песчано-алевролитовыми породами, разделенными прослоями плотных аргиллитов. Происхождение отложений ачимовки связано с подводными течениями мутьевых потоков, в ходе деятельности которых распределялся и осаждался материал от илового содержания до песчаных разностей [2].

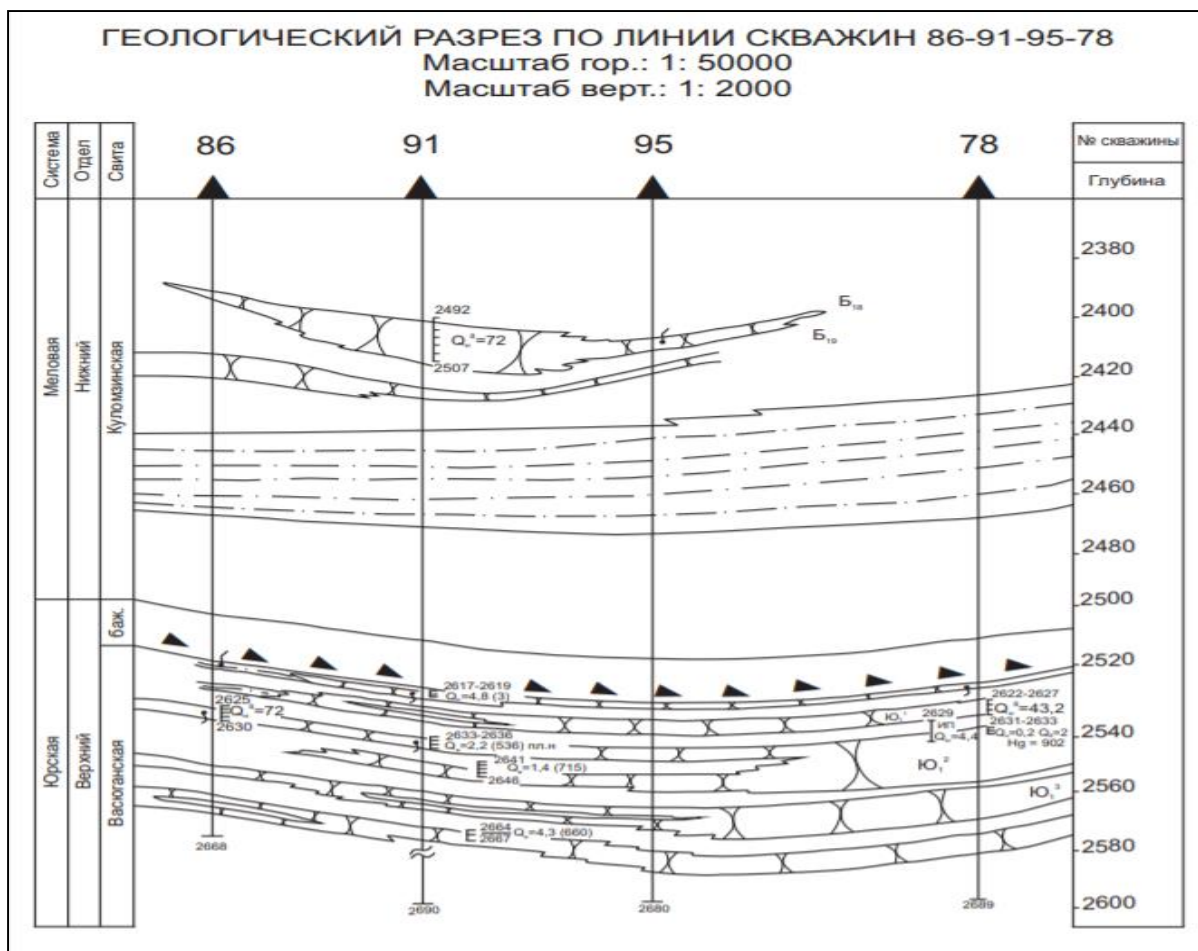


Рисунок 1. Геологический профиль по линии скважин №№ 86-91-95-78 Столбового месторождения

Несмотря на активное изучение и разработку нижнемелового комплекса в Западной Сибири, в Томской области особого внимания к этим отложениям не уделялось. Продуктивные верхнеюрские отложения, до настоящего времени являющиеся основным объектом разработки, на многих месторождениях находятся на третьей стадии выработки. Поэтому необходимо изучать новые горизонты, уделять внимание отбору керн в толщах, ранее считавшимися неперспективными.

Целью исследования является изучение клиноформного строения нижнего мела в разрезах 18 пробуренных скважин на Грушевом месторождении и выявление перспективных зон накопления углеводородов. В задачи исследовательской работы входило: выявление закономерностей строения и распространения пластов ачимовской пачки в разрезах скважин Грушевого месторождения.

Для решения поставленных задач проведены работы по составлению карты толщины куломзинской свиты, структурных карт по кровле баженовской и куломзинской свит, а также геологических профилей по скважинам, в разрезе которых наиболее вероятно выявление клиноформного строения пластов.

Построенные в программе Surfer по данным бурения структурные карты по кровле баженовской и куломзинской свит отображают разную рисовку структурных планов (рис. 2, 3), что говорит о разных палеогеографических условиях формирования осадочных пород в раннемеловое время.

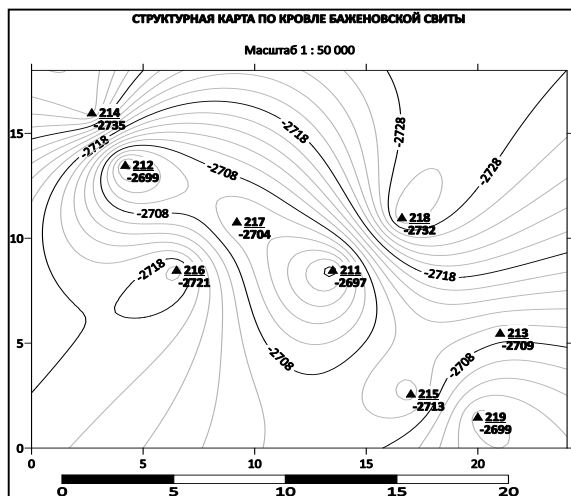


Рисунок 2. Структурная карта по кровле баженовской свиты

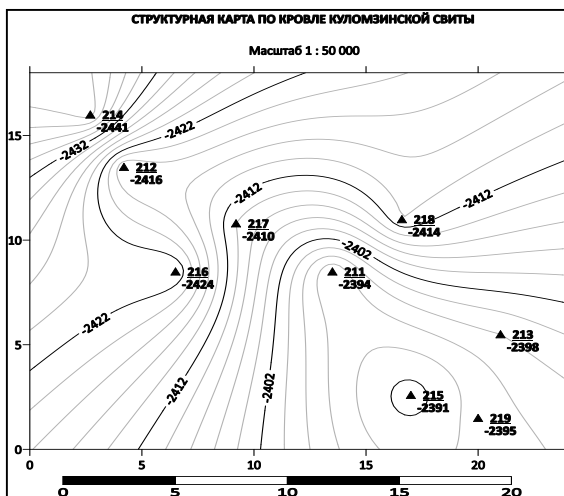


Рисунок 3. Структурная карта по кровле куломзинской свиты

С целью уточнения распространения ачимовской пачки по Грушевому месторождению на основе структурных карт построена карта толщины куломзинской свиты. Максимальная толщина куломзинской свиты наблюдается в восточной части площади, в скважине № 215 (толщина 322 м), минимальная – в скважине № 212 где толщина достигает 283 м (рис. 4). Установлено, чем больше толщина свиты, тем больше песчаных пластов она вмещает [3]. Так, для Грушевого месторождения максимальная толщина куломзинской свиты связана с нахождением в ее пределах клиноформных песчаных образований ачимовской пачки.

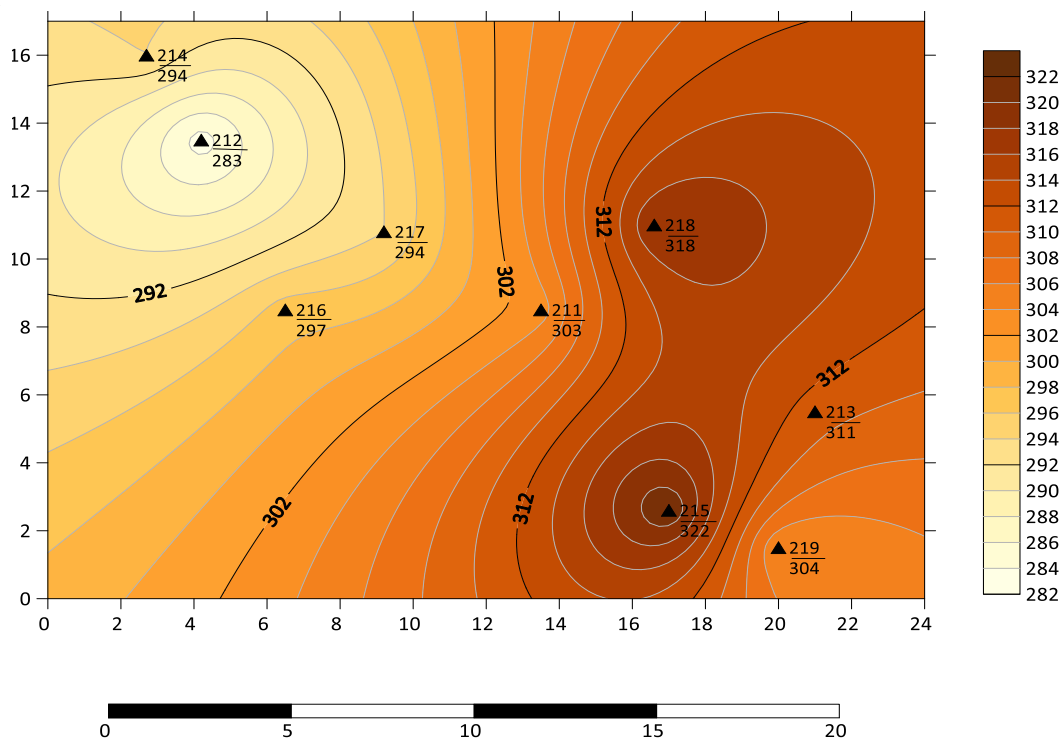


Рисунок 4. Карта толщины куломзинской свиты Грушевого месторождения

На основе полученных данных по карте толщины куломзинской свиты построены геологические профили по скважинам №№ 214-212-211-213 и №№ 215-219-213 (рис.5, 6). Наибольшее количество пропластков и их толщины по данным каротажа наблюдаются в восточной части Грушевого месторождения, что подтверждается геологическим разрезом. Клиноформное строение песчаных пластов отмечается в разрезе скважин №№ 213, 215, 219 (рис. 5, 6). Следовательно, здесь высокая вероятность выявления ловушек, перспективных на нефть и газ.

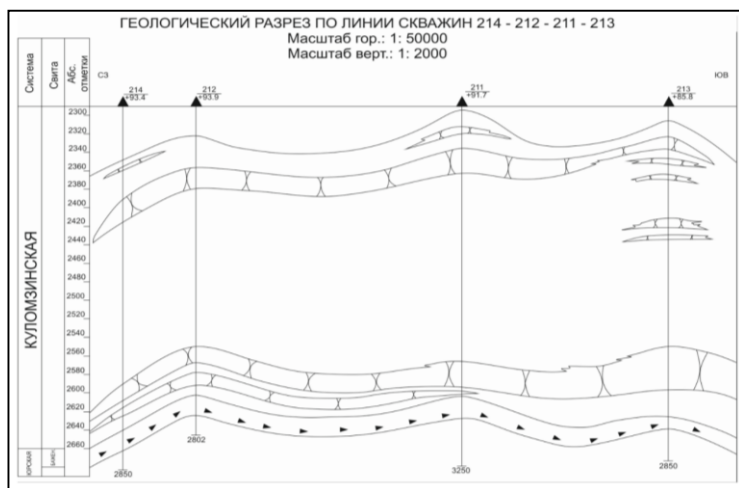


Рисунок 5. Геологический профиль по линии скважин №№ 214-212-211-213

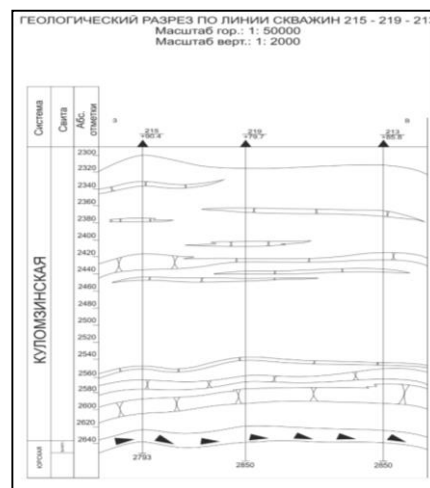


Рисунок 6. Геологический профиль по линии скважин №№ 215-219-213

Клиноформное строение ачимовской пачки на Грушевом месторождении предположительно обусловлено распространением крупного Столбового циклита, простирающегося с юго-востока на северо-запад вдоль восточного склона Каймысовского свода и западного борта Колтогорского мегапрогиба. Прослеженная длина клиноформы составляет примерно 160 км [1]. Но распространение циклита может быть намного больше, чем это показано на карте (рис. 7). Поэтому вполне вероятно простираение Столбовой клиноформы и в южной части Колтогорского мегапрогиба.

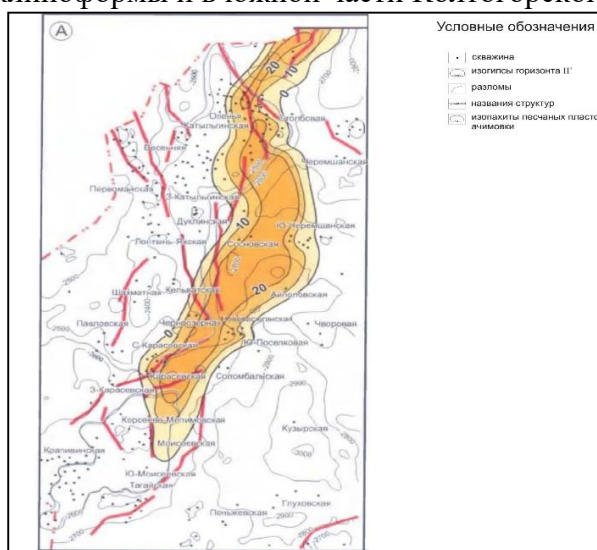


Рисунок 7. Карта размещения Столбовой клиноформы на Каймысовском своде [1]

Условные обозначения: 1 - скважина, 2 – изогипсы отражающего горизонта II'; 3 - разломы; 4 - названия структур; 5 - изопахиты песчаных пластов ачимовки а пс > 0.4

Таким образом, анализ структурных карт по кровле куломзинской и баженской свит, карты толщины куломзинской свиты, а также геологических профилей показал, что клиноформное строение нижнего мела характерно для восточной части месторождения, а простираение клиноформ прослеживается в направлении с юго-востока на северо-восток. Однако для выявления перспектив восточного участка Грушевого месторождения необходимо производить отбор керн в интервале залегания куломзинской свиты от подошвы до баженовки, поскольку одни каротажные диаграммы не способны обеспечить полностью достоверную информацию о геологическом строении исследуемых отложений. В связи с этим для подтверждения распространения пластов-коллекторов клиноформного залегания на восточном участке Грушевой площади рекомендуется заложить проектную поисково-оценочную скважину на половине расстояния между скважинами №№ 215, 218.

Библиография

1. Даненберг Е.Е., Белозеров В.Б., Брылина Н.А. Геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрско-нижнемеловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты. – Томск: ТПУ, 2006. – 158, 222 с.
2. Наумов А.Л., Хафизов Ф.З. Новый вид литологических ловушек в неокомских отложениях Западной Сибири. Геология нефти и газа № 6. 1986г. С.31-35
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.

Трудности проведения морских поисковых геохимических исследований в северо-западной части шельфа Каспийского моря

Макаренко Е.В.* (Российский университет дружбы народов, makarenko-ev@rudn.ru), Жорж Н.В. (Российский университет дружбы народов, zhorzh-nv@rudn.ru)

Аннотация

В северо-западной части шельфа Каспийского моря проведены детальные морские геохимические исследования. Результаты постоянной документации доставляемых столбов грунта показали всю сложность и нестабильность осадконакопления донных грунтов на участке исследований, что создавало определенные трудности при пробоотборе. Ввиду различной сорбционной способности грунтов, для корректной интерпретации поверхностной геохимической съемки, крайне необходимо достаточно детальное литологическое описание грунта. Сделано заключение о целесообразности проведения сейсмоакустических методов в качестве предварительного исследования придонных отложений.

Ключевые слова

Морская геохимическая съемка, атмогеохимические методы поисков месторождений углеводородов, придонный грунт, керн, северо-западная часть Каспийского моря.

Теория

Морская геохимическая съемка с использованием сорбентов проводилась в северо-западной части шельфа Каспийского моря. Цель исследований - определение нефтегазоперспективности структур, а также определение наиболее перспективного на нефть объекта. Участок исследований расположен в северо-западной части Каспийского моря, приблизительно в 25 км северо-западнее месторождения Каламкас-море, в 50 км юго-западнее нефтяного месторождения Кашаган и в 125 км юго-восточнее Астраханского газоконденсатного месторождения. Общая площадь участка равна 1481 км². Участок включает несколько перспективных на углеводороды структур в мезозойском комплексе: «Сатпаев», «Сатпаев Восточный», Карина и по палеозойскому комплексу PZ1 (Бумеранг). Базовыми структурами являются структуры «Сатпаев» и «Сатпаев Восточный».

С целью увеличения достоверности получаемых результатов, а также учета литологического фактора на борту судна проводилось детальное исследование поднимаемого керна [1,2]. Особенно важным моментом было соблюдение корректного описания и затем последующей системной классификации отбираемых для термовакуумной дегазации секций керна. Опробованию подвергались грунты преимущественно с глубины от одного до трех метров, как правило, отбираемые с забоя, т.е. самый нижний интервал поднимаемого столба грунтов (рис.1).



Рисунок 1. Образец керна однородной серо-бурой глины

По результатам записей, сделанных на судне, в моменты отбора проб было выделено 15 различных типов грунтов: песок серо-сизый, песок серо-бурый, ил слабо уплотненный сизо-серый и серо-бурый, глина однородная, глина полосчатая, ил с примесью песка сизо-серый, ил с примесью песка серо-бурый, песок с примесью ила сизо-серый, песок с примесью ила серо-бурый, песок с примесью ила и детрита сизо-серый, песок с примесью детрита серо-бурый, ил с примесью детрита, ил бесструктурный водонасыщенный, карбонатные породы. Идеальным вариантом отбора пробы грунта для последующей геохимической обработки представляется:

1. Однотипные по литологическому составу, цвету, структуре грунты, желательны глинистые по составу. Последнее связано с более высокой сорбционной емкостью глинистых минералов и их способностью удерживать углеводороды на своей поверхности или в межпоровом пространстве.

2. Грунты желательны отбирать из одного глубинного интервала. Это предопределено более высокой пористостью и проницаемостью грунтов находящихся в верхних горизонтах, т.е. наверху наблюдаются разуплотненные грунты, а также в самых верхних горизонтах проявляется гиперактивность бактериального сообщества, резко уменьшающаяся с глубиной.

3. Интервал опробования должен находиться на глубине не менее одного метра от поверхности осадков, что позволяет избежать влияния техногенного загрязнения и жизнедеятельности окисляющих и углеводород - генерирующих бактерий.

4. В качестве интервала опробования желательны использовать подошву литологически однородного слоя являющегося флюидоупором. В этом случае при наличии качественного флюидоупора, поток эпигенетических, поднимающихся от залежи углеводородов задерживается и аккумулируется в объеме отбираемого грунта.

Однако совершенно очевидно, что на практике можно выполнить только третий пункт, поскольку распределение грунтов на участке имеет очень сложную картину и определяется следующими факторами:

- снос терригенного материала реками, преимущественно рекой Волга. В свою очередь ежегодный снос зависит от условий паводка, т.е. количества, скорости и уровня привносимой воды, а также количества и размерности собственно терригенного материала;

- наличием донных течений и особенно в периоды интенсивного выноса аллювиального материала;

- батиметрическим положением точки отбора проб, определяющим размыв накопившегося илоподобного материала с подводных возвышенностей и осаждение последнего в подводных ямах и ложбинах.

Результаты постоянной документации доставаемых столбов грунта подтверждают всю сложность и нестабильность осадконакопления донных грунтов на участке проводимых работ. Показательными в этом смысле являются столбы грунта подобные полученному в точке №72 (рис.2).

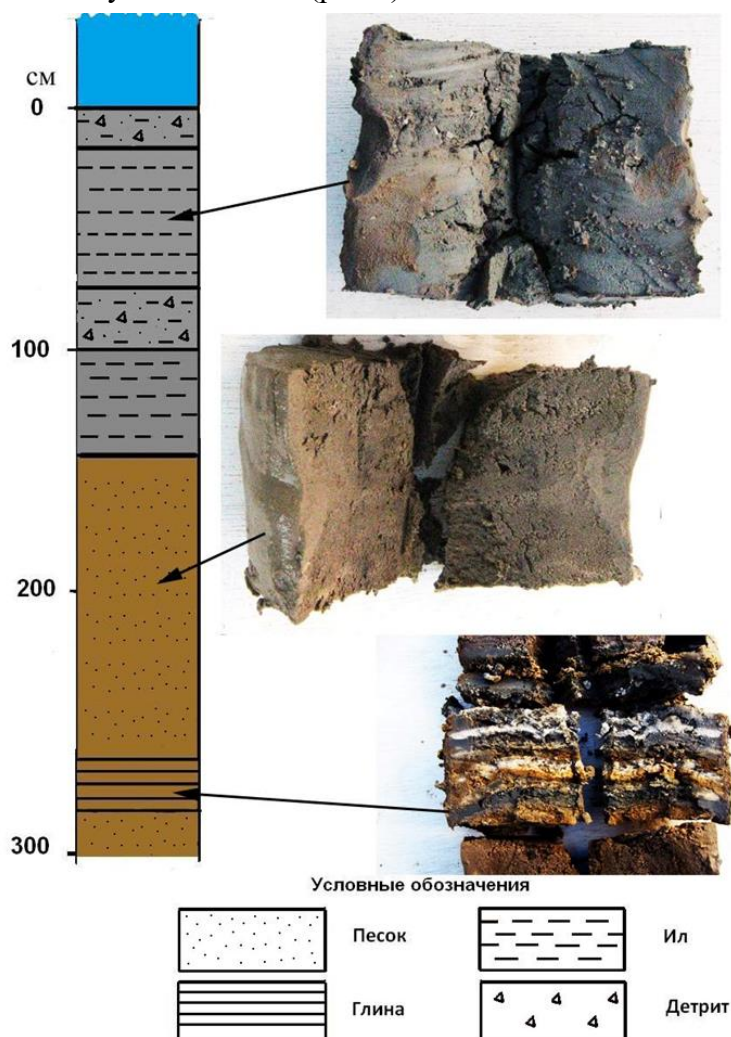


Рисунок 2. Образец керна в точке отбора №72

Длина столба грунта составила 3 метра. Нижний слой – это тонкозернистый песок серо-бурого цвета. Выше идет интервал 280-260 см представленный чередованием слоев, толщиной до нескольких миллиметров, уплотненных глин от серого до охристого цвета с прослоями белого материала, предположительно карбонатного состава. Цвет глин, вероятно, характеризует геохимическую обстановку осадконакопления: охристый окрас глинам придают гидроокислы железа, что может свидетельствовать об отложении их в окислительных условиях, серый же цвет – маркирует горизонты глин, накапливающихся в восстановительной обстановке. Наличие карбонатных прослоев в столбе грунта, возможно, указывает на изменение температуры и солености воды в период седиментации. Выше по разрезу в интервале 260-150 см. идет тот же тонкозернистый песок серо-бурого цвета, что и в самом низу столба. В интервале 150-100 см. идет ил сизо-серого цвета. Далее небольшой прослой около 20 см – сизо-серый ил с примесью тонкозернистого песка и детрита. Детрит представлен обломками раковин размерами от 1 до 10 мм в поперечнике. В интервале 80-20 см снова наблюдается сизо-серый ил, чистый без примесей. Самая верхняя часть разреза – 20 см - представлена сизо-серым песком с детритом и илом, что является типичным для большинства отобранных столбов грунта. Смена грунтов по латерали осуществляется в пределах расстояния между ближайшими точками.

Выводы

Таким образом, необходимо классифицировать грунты исключительно каждой точки и в интервале опробования, поскольку интервалы выбирались с точки зрения однородности отбираемой пробы. Проследить отдельные языки литологически однотипных грунтов практически невозможно. Учитывая резкую дифференциацию грунтов по латерали, использование сейсмоакустических методов на наш взгляд, как в процессе проведения работ и особенно в качестве предварительных исследований не целесообразно. Последнее приведет к явной путанице и наверняка результаты геофизических исследований придонной части не получат подтверждения в процессе отбора образцов гравитационной трубой или виброкором. С другой стороны грунты, отобранные в северо-западной части участка, преимущественно имеют простое строение и, как правило, представлены всего лишь одной литологической разностью преимущественно тонкозернистым песком серо-бурого либо сизо-серого цвета, часто с 10-30 сантиметровой шапкой на верху состоящей из смеси ила, песка и ракушечного детрита. Но и в песчаных фракциях происходят изменения связанные с переходом от окислительной обстановки осадконакопления (пески светло-бурого цвета) к восстановительной обстановке (пески сизо-серого цвета с резким запахом).

Библиография

1. Глухов А.Г., Зубкова Е. В. / Поисковые геохимические работы в акватории Каспийского моря // Вестник российского университета дружбы народов. серия: инженерные исследования №1, 2010 г., с.100-106
2. Зубкова Е. В. / Природные факторы и их влияние на изменение концентраций углеводородов в подпочвенном воздухе// Вестник российского университета дружбы народов. серия: инженерные исследования №1, 2008 г., с.90-95

Условия формирования нефтегазоматеринских толщ на шельфе Восточно-Сибирского моря

Мамедов Р.А. * (МГРИ, rus_tamedow@mail.ru)

Аннотация

Шельф Восточно-Сибирского моря относится к Новосибирско-Чукотской потенциально-нефтегазоносной провинции. Основанием для определения Восточно-Сибирского шельфа в качестве потенциально нефтегазоносной провинции и его разделения на области стало, наряду со структурно-геологическими предпосылками выявление на Новосибирских островах многочисленных битумопроявлений в палеозойских, триасовых и юрских отложениях.

Целью являлось построение цифровых моделей осадочных бассейнов и УВ систем для основных горизонтов нефтематеринских пород, а также детальный анализ информации о нефтегазоносности, газохимическом изучении осадков, характеристики компонентного состава и эволюции нефтегазоматеринских толщ. Источником информации являются материалы производственных отчётов, полученных по отдельным крупным объектам в районе акватории. Построенная модель включает, четыре основных осадочных комплекса: доаптский, апт-верхнемеловой, палеогеновый, неоген-четвертичный. Расчёт численных моделей выполнен в двух вариантах с разными типами керогена НГМТ, соответствующими гумусовому и сапропелевому ОВ.

Результаты проведенных исследований показали, что ключевым фактором, контролирующим развитие углеводородных систем, является скорость погружения бассейнов и мощность формируемых комплексов перекрывающих пород. Анализ полученных результатов позволил выделить наиболее перспективные объекты исследования. Выделены основные очаги генерации УВ апт-позднемелового и палеогенового комплексов и области наиболее вероятной аккумуляции.

Ключевые слова

Бассейновое моделирование, нефтегазоматеринские толщ, кероген, зрелость органического вещества

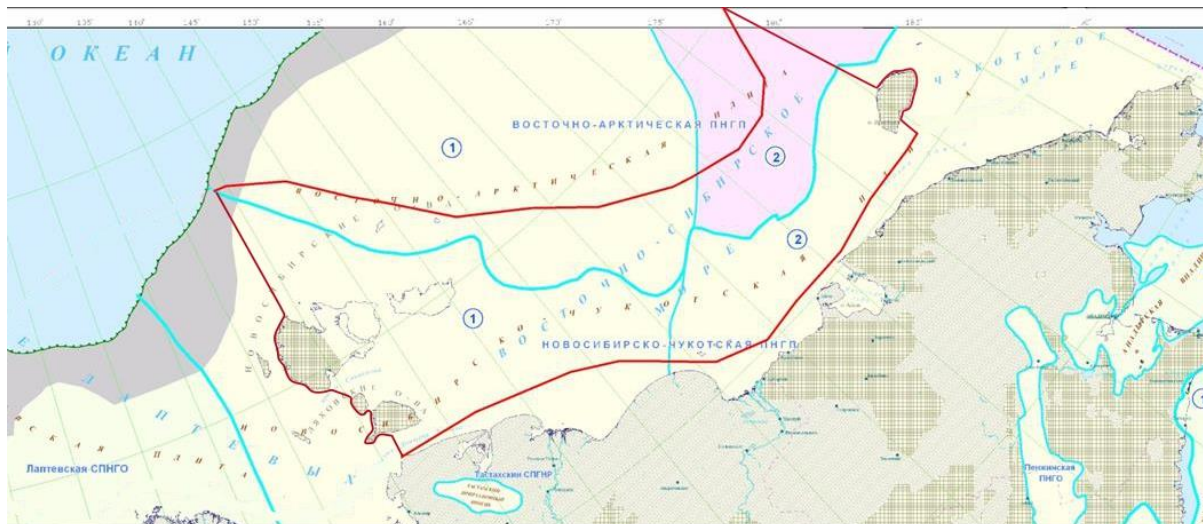
Источники финансирования

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта №20-35-70062.

Теория

Шельфовая область Восточно-Сибирского моря принадлежит Новосибирско-Чукотской (она же Новосибирская, или Восточно-Сибирская) потенциально-нефтегазоносной провинции, очертания которой однозначно не установлены (рис. 1). Существует вариант её продолжения в северную область Чукотского моря вплоть до северного склона Аляски и вариант её ограничения на востоке посредством рассмотренной выше поперечной структуры, связанной с зоной сопряжения Медвежинско-Шелагской зоны поднятий и Дремхедским прогибом. Каждый из вариантов, очевидно, может рассматриваться в качестве рабочей гипотезы.[1,2,3,4].

Выделение нефтегазоносных комплексов в этой провинции, как считает подавляющее большинство исследователей, пока преждевременно, поэтому в качестве потенциально нефтегазоносных выделяют комплексы, отвечающие крупным стратиграфическим подразделениям – палеозою, мезозою и кайнозою. При этом на севере провинции, в зонах развития древнего фундамента, предполагается развитие, с разной полнотой всех трех комплексов, а на юге – только верхов мезозойского и кайнозойского комплекса.



 - район исследований;

Рисунок 1. Карта нефтегазаносности Новосибирско-Чукотской и Восточно-Арктической потенциально-нефтегазоносных провинций (выкопировка из карты нефтегазаносности РФ и сопредельных стран СНГ [5]).

В качестве нефтематеринских толщ, по результатам исследований на островах и экстраполяции этих результатов на акваторию [6] рассматриваются, в частности, терригенно-карбонатные отложения карбона, где содержание Сорг. составляет 1,0–3,9 % и преобладает преимущественно сапропелевый тип ОВ. Генерационный потенциал отложений перми связан с ОВ гумусового состава (Сорг. 1,3–3,7 %), что при низкой битуминозности позволяет относить эти отложения к газоматеринским.

В связи с изложенным, в модели были выделены гипотетические углеводородные системы в основании каждого комплекса. Расчёт выполнен в двух вариантах с разными типами керогена НГМТ, соответствующими гумусовому и сапропелевому ОВ. Результаты выполненного моделирования показали, что в настоящее время в прибортовых частях прогиба возможна генерация газа и только апт-верхнемеловые осадочные толщи Новосибирского и Северо-Врангелевского прогибов находятся в главной зоне нефтегенерации. Апт-верхнемеловые отложения всех изучаемых бассейнов могли генерировать углеводороды уже к началу палеогена: газ - в нижней, нефть - в средней части разреза (Рис.3.А). Палеогеновые породы в настоящее время во всех бассейнах способны генерировать как жидкие, так и газообразные УВ. Зрелость ОВ палеогена Новосибирского бассейна соответствует главной зоне нефтеобразования (Рис. 3.Б.).

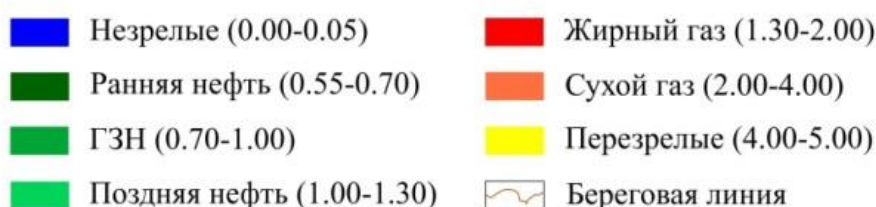
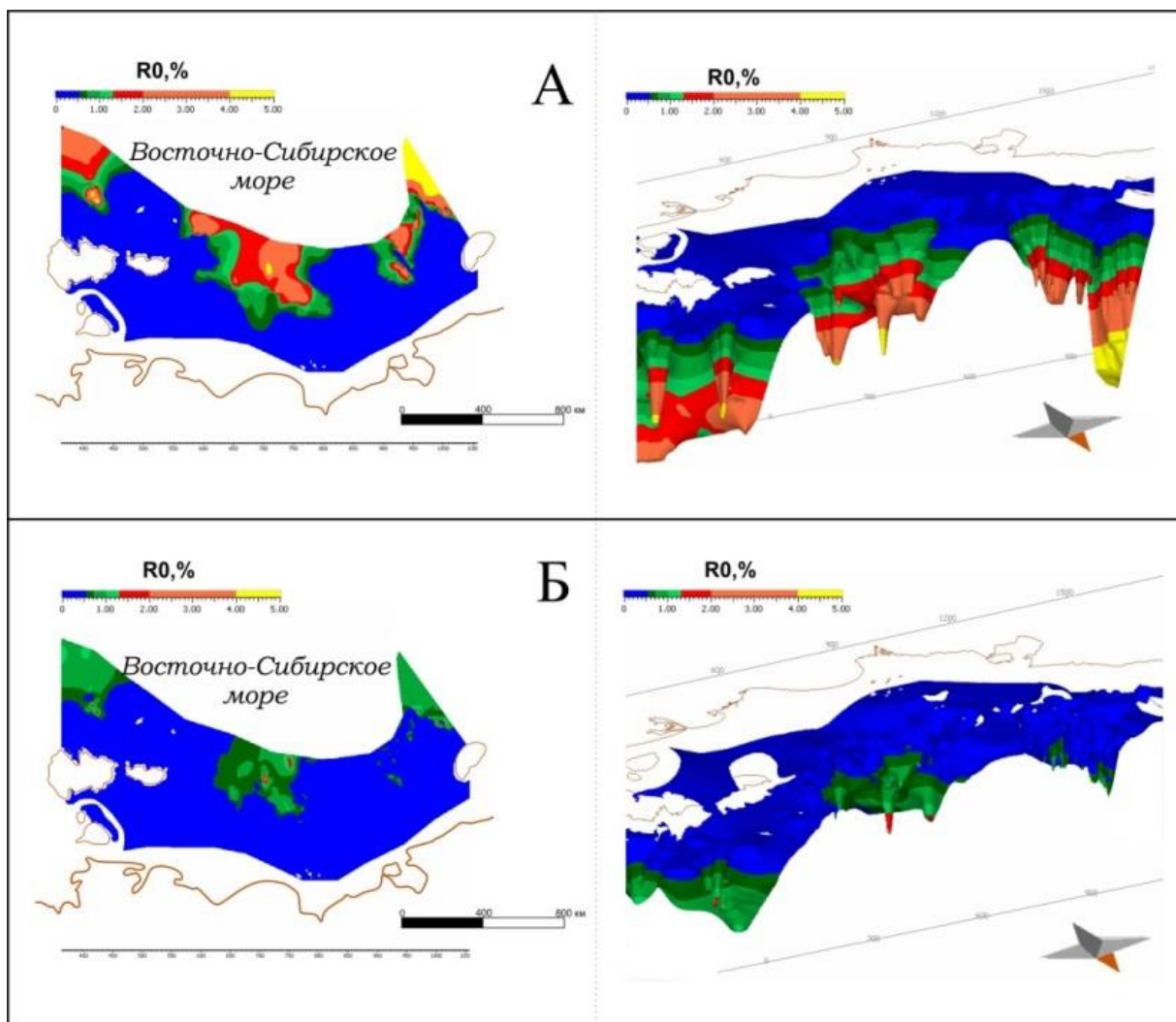


Рисунок 2. Распределение отражательной способности витринита (R_0 , %) на современном этапе развития НГМТ: А- апт-познемелового; Б-палеогенового;

На рисунке 3 приведены карты распределения степени преобразованности меловой НГМТ для керогена второго типа (Рисунок 3.А) и третьего типа (Рисунок 3.В).

Видно, что к настоящему времени НГМТ полностью реализовала свой потенциал на большей части территории всех бассейнов вне зависимости от типа керогена. Незначительные отличия отмечаются в бортовых частях прогибов, где НГМТ с керогеном III типа слабее трансформирована.

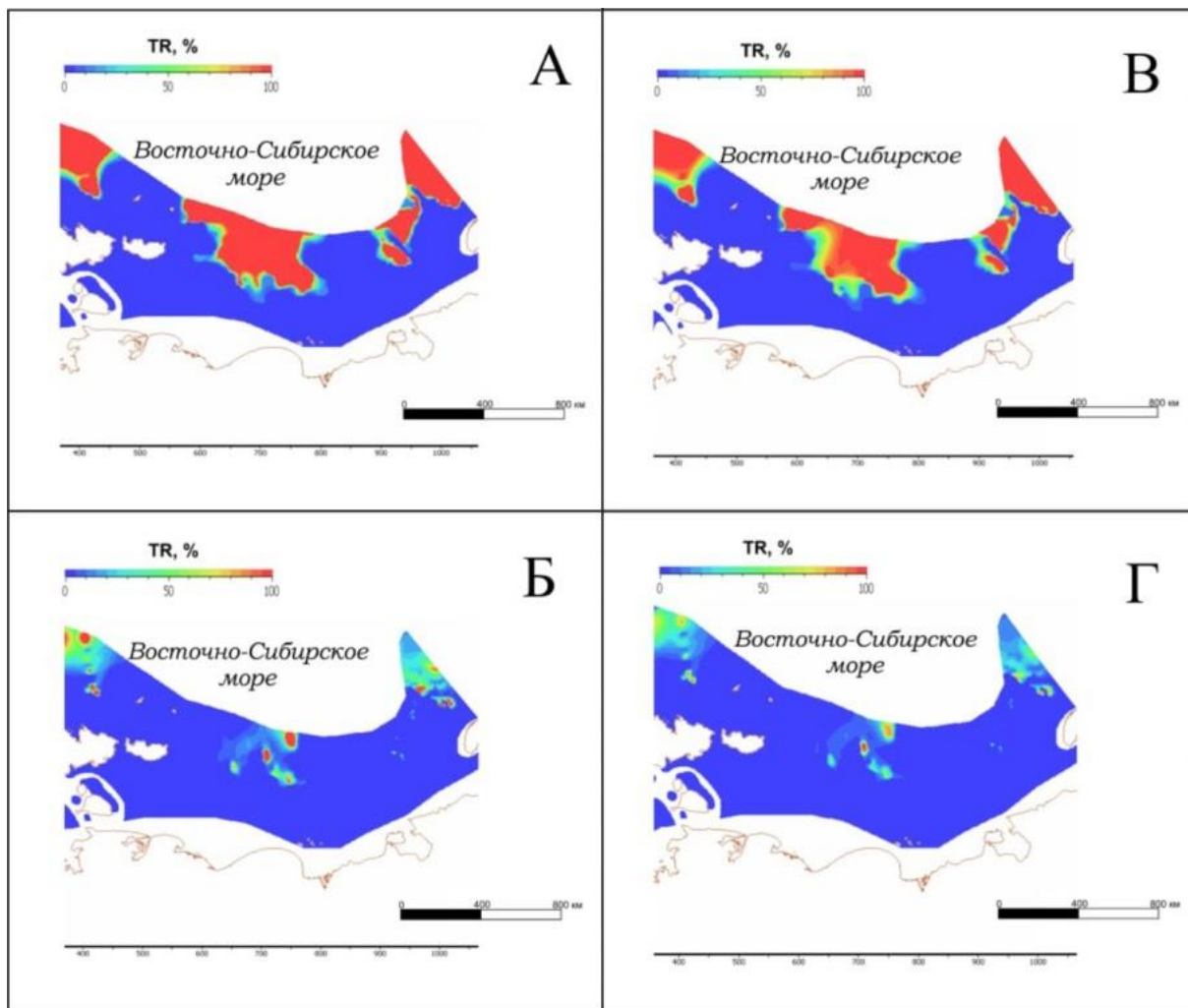


Рисунок 3. Распределение степени преобразованности *ОВ* (*TR*, %) на современном этапе развития НГМТ для керогена II типа: А- мелового, Б- палеогенового; для керогена III типа: В- мелового, Г- палеогенового.

Для нефтегазоматеринских пород палеогена влияние типа керогена на степень преобразованности НГМТ значительно и оно тем больше, чем меньше глубина их залегания и, соответственно зрелость *ОВ* (Рис. 3Б и 3Г.). В целом, чем меньше зрелость *ОВ*, тем меньше реализован генерационный потенциал НГМТ, содержащей III тип керогена.

Следует отметить, что распределение показателя *TR* в пределах области моделирования отражает различия в тектонической эволюции изучаемых осадочных бассейнов и, частности, скоростей их погружения.

Выводы

В Новосибирском бассейне основными очагами генерации *УВ* находятся в апт-верхнемеловом и палеогеновом комплексах. Результаты моделирования отличаются в части соотношения жидких и газообразных *УВ* в прогнозируемых залежах, - в случае III типа керогена количество газовой составляющей увеличивается.

Наиболее высокие плотности генерации *УВ* в меловом комплексе прогнозируются в пределах Новосибирского прогиба. Для НГМТ, содержащей II тип

керогена, эти показатели составляют порядка 20-30 млн. т УТ и 10-15 млн. т УТ – для III типа. В палеогеновом комплексе максимальные удельные плотности генерации (на уровне 25-40 млн. т УТ и 15-25 млн. т УТ для второго и третьего типов керогена, соответственно).

Библиография

1. Сенин Б. В., Леончик М. И. Стратегические направления развития минерально-сырьевой базы углеводородов нераспределённого фонда недр морских акваторий. Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. № 6, 2016, с. 3-14.
2. Тектоническая карта фундамента территории СССР. М. 1:5 000 000, гл. ред. Д. В. Наливкин, М., АН СССР, МГ СССР, 1974.
3. Тектоническая карта Циркумполярной Арктики. М. 1:5 000 000 (под ред. О. В. Петрова и А. Ф. Морозова). СПб, ВСЕГЕИ, 2014.
4. Сенин Б.В., Шипилов Э.В., Юнов А.Ю. Тектоника арктической зоны перехода от континента к океану. Мурманск: кн. изд-во, 1989, 176 с.
5. Косько М. К., Соболев Н. Н., Кораго Е. А., Проскурнин В. Ф., Столбов Н. М. Геология Новосибирских островов – основа интерпретации геофизических данных по восточно-арктическому шельфу России. Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2013, т.8, № 2, 36 с.
6. Ким Б.И. Нефтегеологическое районирование континентального шельфа Восточно – Арктических морей Российской Федерации, сравнительный анализ нефтегазоносности недр указанных акваторий с целью выделения высокоперспективных зон нефтегазонакопления и обоснования выбора объектов геолого – геофизических работ на ближайшую и среднесрочную перспективу // Санкт-Петербург - 2005. Фонды Моргеолофонда.
7. Керимов В.Ю., Лавренова Е.А., Щербина Ю.В., Мамедов Р.А. Структурно-тектоническая модель фундамента и осадочного чехла Восточно-Арктических акваторий, Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2020. № 1. С. 19-29.
8. Керимов В.Ю., Лавренова Е.А., Мустаев Р.Н., Щербина Ю.В., Мамедов Р.А. Условия формирования и генерационный потенциал углеводородных систем Восточной Арктики.

**Анализ сейсмических атрибутов для изучения характеристик нижнемиоценового отложения на северо-восточном месторождении Белый Тигр
Нгуен Минь Хоа* (Ханойский университет горного дела и геологии, nguyenminhhoa@humg.edu.vn), Нгуен Зуи Мьой (Ханойский университет горного дела и геологии, nguyenduymoi@humg.edu.vn), Буй Тхи Нган (Ханойский университет горного дела и геологии, buithingan@humg.edu.vn)**

Аннотация

В данной работе представлены первые результаты исследования сейсмических атрибутов в нижнемиоценовых отложениях северо-восточнее месторождения Белый Тигр. Анализ сейсмических атрибутов, таких как RAI, RMS, Sweetness и Envelope, был применен для выявления аномальных областей с высокой амплитудой, связанных с породами-коллекторами изучаемой территории. Результаты определили потенциальные зоны коллектора в северо-восточной, юго-восточной и северо-западной частях изучаемой территории.

Ключевые слова

Сейсмические атрибуты, аномалия, Кылулонгский бассейн, месторождение Белый Тигр.

Теория

Объект изучения в представленной работе расположен в северо-восточной части месторождения Белый Тигр в Кылулонгском бассейне (рис.1), где залежи углеводородов выявлены в нижнемиоценовых и олигоценых песчано-алевролитовых отложениях, а также в трещиноватых гранитоидных породах фундамента, причем, фундамент является основным нефтеносным объектом, имеющим высокопродуктивные массивные залежи (рис.2).

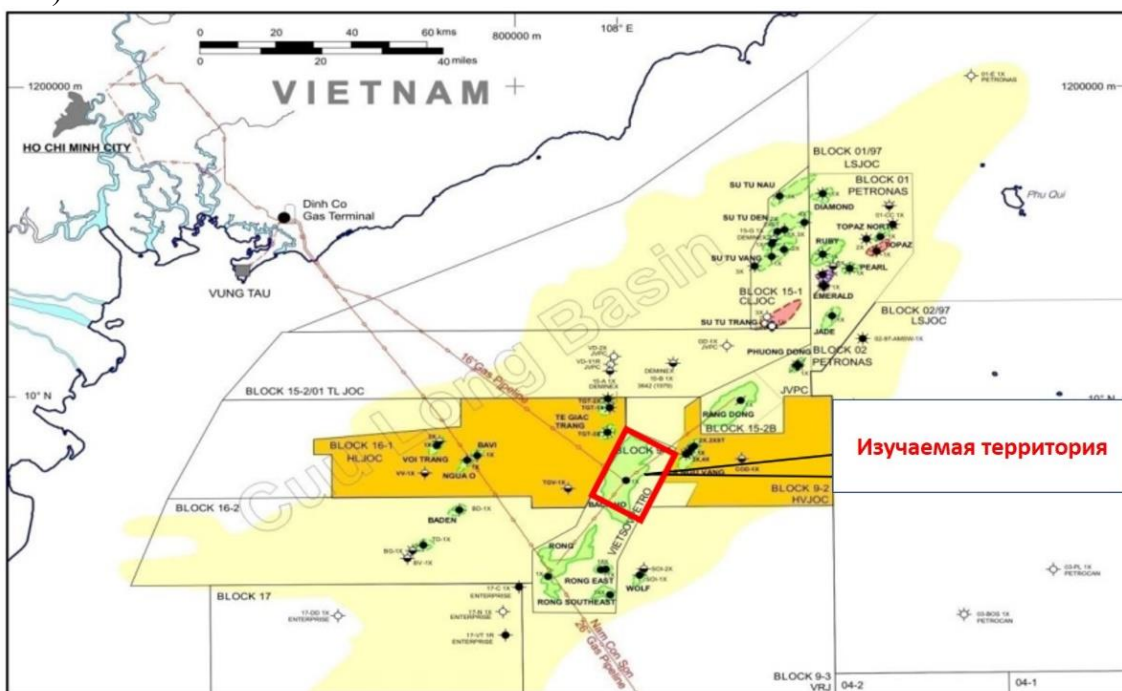


Рисунок 1. Обзорная карта района исследования

На изучаемом участке пробурено значительное количество скважин, в результате этого получен промышленный приток нефти из олигоцена. По результатам анализа образцов в скважине ВН-9 и каротажа, средняя пористость в олигоценых песчаниках на северо-восточном участке месторождения Белый Тигр изменяется в пределах 10-13%, нефтенасыщенность (40 – 83%).

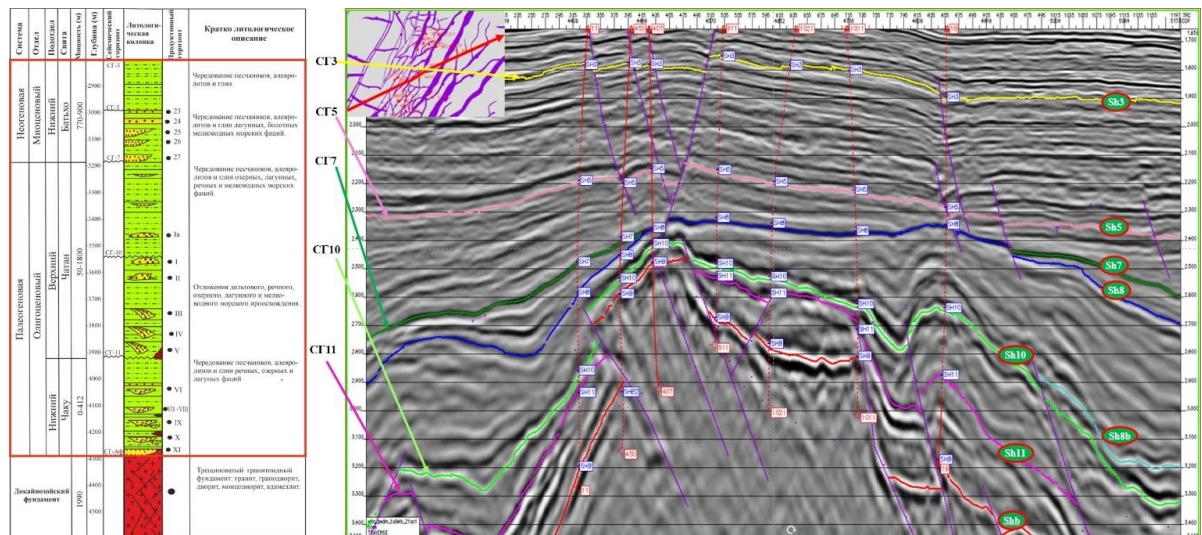


Рисунок 2. Сводный литолого-стратиграфический и сейсмический разрез месторождения Белый Тигр (по данным Вьетсовпетро) [2]

В последние годы получил сильное развитие сейсмический метод, в том числе атрибутивный анализ. Он не только повышает эффективность при изучении геологического строения, но также позволяет определить такие параметры, как пористость, мощность, насыщенность. Сейсмическая интерпретация определяет горизонты, разломы на основе отражательных характеристик на сейсмических разрезах. Для удовлетворения растущего спроса на разведку и добычу нефти и газа был разработан ряд новых методов сейсморазведки. Одним из наиболее широко используемых методов повышения эффективности интерпретации сейсмических данных является анализ сейсмических атрибутов. Существует более 50 различных сейсмических атрибутов, рассчитываемых на основе сейсмических данных и применяемых для интерпретации геологической структуры, стратиграфии и свойств горных пород, поровых флюидов [1].

Это исследование было выполнено на основе сейсморазведки 3D на участке площадью 84 км². Сейсмические данные были обработаны для временной миграции до суммирования (PSTM) группой CGG. В целом сейсмические данные имеют высокое разрешение и хорошее качество, что обеспечивает их интерпретацию и анализ сейсмических атрибутов. Анализ сейсмических атрибутов проводился с помощью программного обеспечения Petrel.

Рис. 3 показаны карты сейсмических атрибутов SG5. Видно, что в северной части месторождения Белый Тигр имеются многие зоны с высокой амплитудой (выделены желтым). Области аномалии северной части связаны с породами-коллекторами нижнего миоцена. В сочетании с анализом сейсмических атрибутов RAI, Envelope (рис. 3), аномалии аналогичны аномалиям месторождения Белый Заяц и северо-западной части месторождения Белый Тигр. Таким образом, можно прогнозировать потенциальные коллекторы на исследуемой территории.

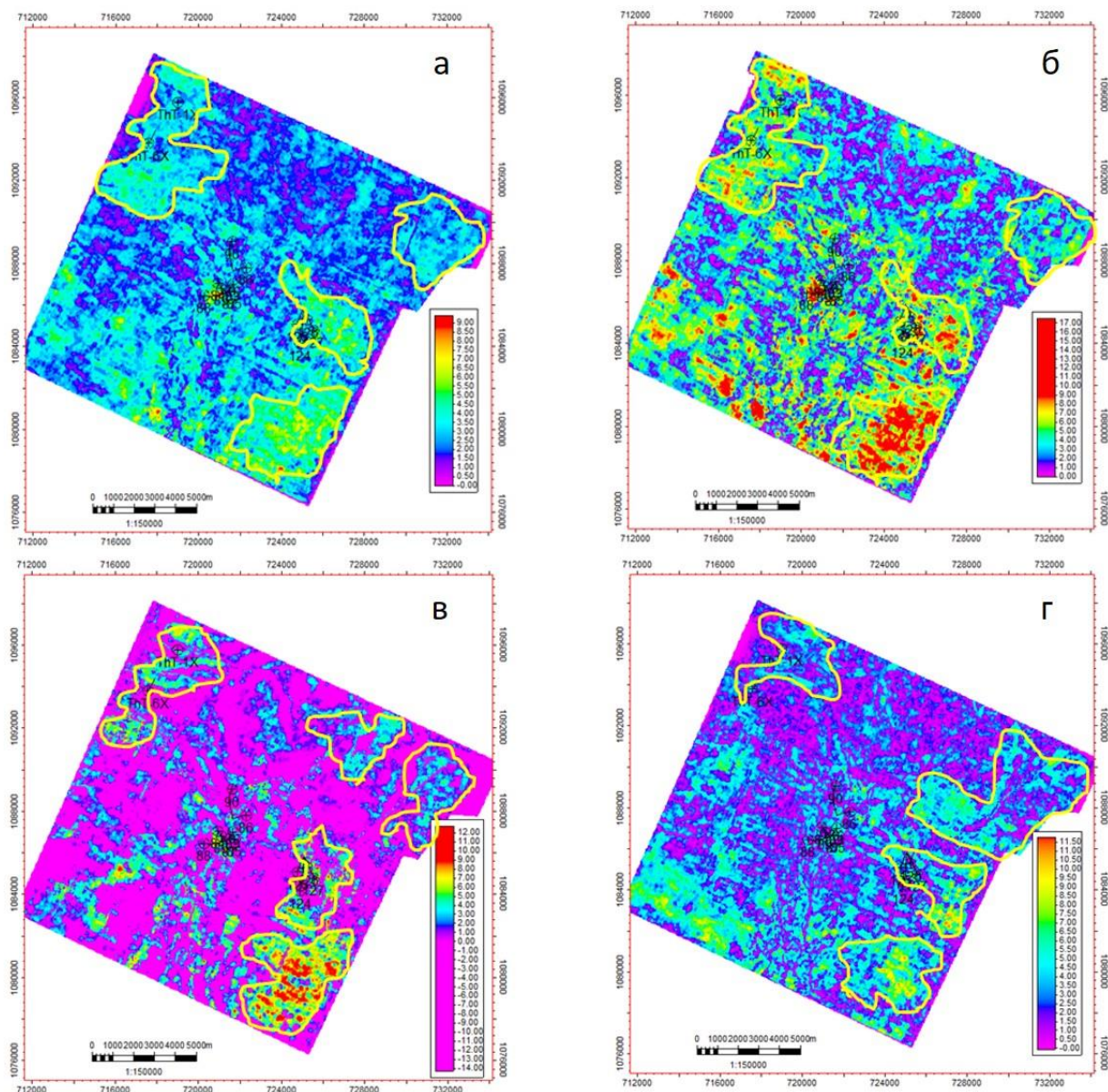


Рисунок 3. Карты сейсмических атрибутов сейсмического горизонта СГ-5. а) атрибут RMS, б) Sweetness, в) RAI, г) Envelope

Рис. 4 показаны карты сейсмических атрибутов сейсмического горизонта СГ7. Анализ сейсмических атрибутов RMS, Sweetness СГ7 показывает, что коллектор сосредоточен в основном в центре месторождения Белый Тигр и частично на юге. Северо-восточная зона имеет аномалию большой амплитуды и расположена вблизи месторождения Белый Тигр. Однако, амплитудные аномалии постепенно уменьшались и дискретно распространялись дальше на северные и северо-восточные районы. Атрибуты RAI и Envelope комбинируются с RMS, Sweetness для определения распределения пород-коллекторов.

В целом все аномалии с большой амплитудой аналогичны амплитудным аномалиям месторождений Белый Тигр и Белый Заяц на картах сейсмических атрибутов СГ5 и СГ7. На Северо-Востоке, Юго-Востоке и Северо-Западе зоны аномалий большой амплитуды четко обозначены в районе исследования.

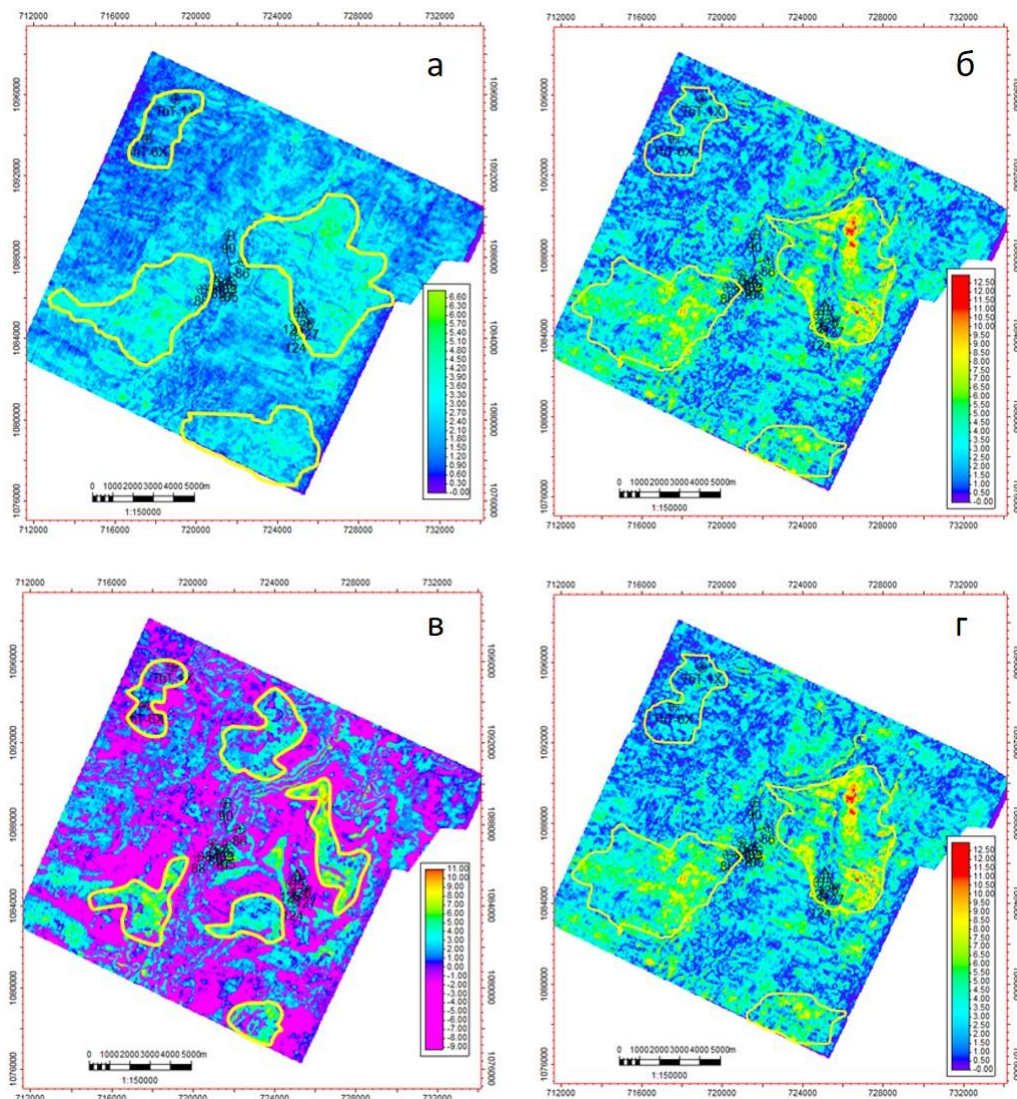


Рисунок 4. Карты сейсмических атрибутов сейсмического горизонта СГ-7. а) атрибут RMS, б) Sweetness, в) RAI, г) Envelope

Вывод

Анализ сейсмических атрибутов позволяет извлечь максимум геологической информации из сейсмических данных и использовать её для выявления потенциального коллектора нижнего миоцена в исследуемой области. Атрибуты сейсмической амплитуды эффективны при изучении характеристик пород-коллекторов. Использование сейсмических атрибутов RMS в сочетании с RAI, Sweetness и Envelope позволяет более точно идентифицировать области потенциальных залежей углеводородов.

Библиография

1. Chopra, S. and Kurt, J. 2005, 75th Anniversary Seismic Attributes – A historical perspective. Geophysics, vol. 70, No. 05.
2. Отчет «Обобщение и анализ геолого-геофизических данных по осадочным отложениям северной и северо-восточной площадей месторождения Белый Тигр с целью выявления неструктурных ловушек углеводородов». Ханой, 2014. 235 с.

Антиформы в палеозойских локальных поднятиях Калужской области в свете их потенциальной нефтегазоносности

Парамонов Ю.И. (ООО НПП Геоцентр, paramonov2009@yandex.ru)

Аннотация

Опираясь на изучение и анализ истории тектонического развития и предлагаемую модель нефтегазообразования, в южном крыле московской синеклизы, Брянско-Рославльском прогибе выделяются основные антиформы (грабены) и антиклинали, сложенные в ядерных участках карбонатными породами девона-карбона, являющимися потенциальными коллекторами. Эти структуры рассматриваются как объекты поисковых сейсморазведочных работ.

Ключевые слова

Тектоника, модель нефтегазообразования, Брянско-Рославльский прогиб, антиформы (грабены) и антиклинали, карбонатные породы девона-карбона, поисковые сейсморазведочные работы.

Теория

В пределах рассматриваемой территории попадает южное крыло московской синеклизы с Брянско-Рославльским прогибом [3] в составе которого имеются девон – каменноугольные породы. Известно, что данная формация в мире характеризуются максимальным количеством (122) нефтегазоносных образований [1]. Калужская область располагается практически в центре Восточно-Европейской платформы, образование которой началось в самые ранние этапы формирования земной коры. Это время образования глобальных кольцевых структур - древних ядер континентов. Территория Калужской области находится на стыке двух таких ядер – Сарматского и Скифского. Сарматский пространственно совпадает с Московской синеклизой, а Скифский с Украинско-Воронежским выступом древних кристаллических пород. Это положение области объясняет её тектоническую историю на стыке – в зонах глубинных разломов северо-восточного и северо-западного направлений, практически совпадающих с современным положением рр. Оки, Угры, Протвы, Жиздры и др. Эти разломы сформировались ещё в архейско-протерозойскую эпоху. В это время периоды горообразования чередовались с периодами разрушения и образования прогибов. Перепад высот фундамента в пределах кольцевых структур достигает 300-500м. Поверхность осадочного чехла практически наследует рельеф древнего фундамента. Здесь широко развиты карбонатные отложения карбона, которые размещаются, как правило, на локальных поднятиях в виде антиформ. Эти поднятия выделяются по кровле турнейских известняков и доломитов с прослоями глин (упинский горизонт). Здесь можно выделить Серпейскую, Бярятинскую, Козельскую и Середейскую антиформы, ядерные части, которых, скорее всего, сложены карбонатами, а крылья - терригенными отложениями.

Тектоническая схема Калужской области иллюстрирует в основном северо-восточную и северо-западную ориентировку их осей, а также кулисообразное расположение по отношению друг к другу (Рисунок 1). Магматические образования (интрузивные, ультрамафические и комагматические им толщи эффузивных пород) в пределах рассматриваемого района принимают участие в строении кристаллического

фундамента (архей-ранний протерозой, т. е. временной интервал 3,8-1,7 млрд. лет тому назад). В структуре осадочного чехла они до настоящего времени практически не выделялись или выделялись, но крайне эпизодически, вероятно в связи со слабой изученностью. То есть, получается фактически «утерян» временной интервал в 1,7 млрд. лет, соответствующий 9 галактическим циклам средней продолжительностью порядка 200 млн. лет.

Возникновение этих антиформ, на наш взгляд, обязано раздвигам (грабенам), возникшим в средне-верхнем палеозое, и предположительно связано с магматической деятельностью. Из них 5 галактических циклов приходятся на рифей и 4 на венд-фанерозой продолжительностью порядка 650 млн. лет. Такая «потеря» объясняется по нашему мнению исключительно слабой изученностью терригенных и карбонатных толщ венда и девона-карбона на присутствие в них вулканогенных образований без частой их возрастной датировки. Вместе с тем, на довольно широкое развитие вулканитов взрывного характера указывают кольцевые вулcano-тектонические структуры, которые картируются в кристаллическом фундаменте и осадочном чехле (Калужская, Юхновская, Борятинско-Середейская и др.).

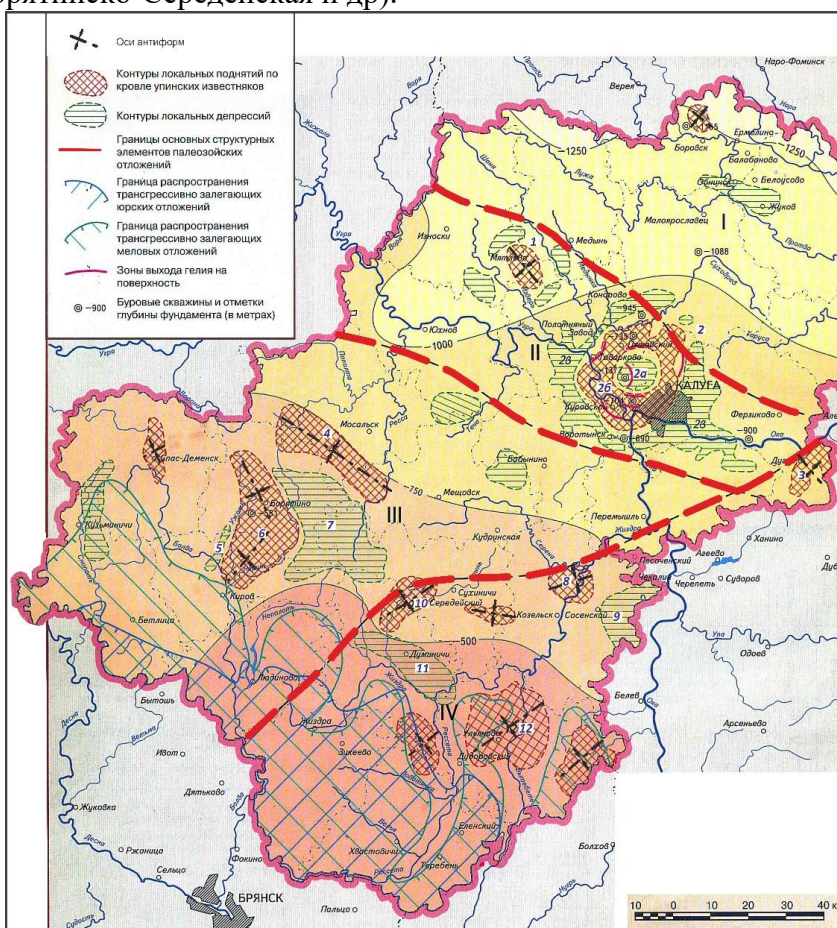


Рисунок 1. Тектоническая схема Калужской области [2] с дополнением автора. Структурные элементы палеозойских отложений: I - юго-западный склон Московской синеклизы, II – Калужско-Бельская структурная зона, III - Брянско-Рославльский прогиб, IV – южное крыло Московской синеклизы. Тектонические элементы низших порядков. Кольцевые структуры: 1 – Юхновская, 2 – Калужская, 2а – Камельгинская мульда, 2б – кольцевой вал, 2в – зона внешних кольцевых депрессий, 3 – Дугнинская. Локальные поднятия: 4 – Серпейское, 6 – Борятинское, 8 – Козельское, 10 – Середейское, 12 – Ульяновское. Локальные депрессии: 5 – Кировская, 7 – Неполотьская, 9 – Белевская, 11 – Думиничская

Между тем наметился способ образования вероятностных средне-верхне - палеозойских (?) вулканитов. Он связан с дополнительным источником разогрева верхне-коревой массы и выжиманием её в виде вулканогенного материала. К позднемосковскому времени приурочено почти повсеместное скучивание пород матрицы с формированием коллизионных построек в виде антиформ и кольцевых структур. Внедрение вулканитов в разуплотненные грабены способствовало формированию антиформ. Прорвав карбонатную толщу девона-карбона, вулканиты, послужили причиной крутому задиранию контактирующих с ними слоев известняков. В это же время началось выгибание грабенов, активизировавшееся в конце палеогена - начале неогена, когда произошло основное прогибание Брянско-Рославльского грабена. Переориентировка тангенциальных напряжений (растяжение-сжатие) послужила причиной образования многочисленных сбросов поперечных и диагональных по отношению к осям антиформ и, как следствие, возможных структурно-тектонических ловушек УВ (структурных носов, ограниченных по восстанию разломами). Наибольшая мощность карбонатов девона-карбона скорее всего накапливалась в центральных частях раздвигов, а минимальная в краевых.

В результате отстройки возможной структурно-эрозионной поверхности, элементов разломно-блоковой тектоники и вещественных комплексов палеозоя в ряде случаев наметились предполагаемые оси трасс антиформ под покровом мезозойско-кайнозойских отложений (рисунок 1). Карбонатные отложения, обогащенные органикой и разбитые многочисленными трещинами, являются в районе одними из лучших коллекторов для локализации УВ. Унаследованная структурно-тектоническая обстановка депрессий района - наличие системы локальных поднятий (блоков), ограниченных разрывными нарушениями, неоднократно активизировавшимися, способствовало образованию зон трещиноватости. Зоны растяжения, сформированные вследствие раздвига, явились благоприятной обстановкой для формирования флюидодинамического режима.

Южное крыло московской синеклизы сложено преимущественно терригенно-карбонатной толщей девон-каменноугольного возраста и перекрыто мезозойско-кайнозойским покровом. Ось синеклизы прослеживается в северо-восточном направлении. На территории Калужской области в её пределах выделяется наиболее крупное Ульяновское локальное поднятие, состоящее из трех сближенных антиформ. Суммарная длина трех складок 40 км, ширина более 10 км. Основные антиформы района возникли на крупных сводовых раннепалеозойских поднятиях, разделенных разломами, в девоне и карбоне, когда активизация тектонических движений привела к тангенциальному растяжению осевых частей поднятий с образованием грабенов и обрамляющих их крутых сбросов. Основными флюидоподводящими каналами, вероятно, могут служить эти сбросы и поперечные зоны разломов северо-восточного направления. Наиболее благоприятными для локализации УВ будут участки пересечения главных антиформ, антиклиналей и частных грабенов этими структурами. В процессе длительного конседиментационного погружения в грабенах накопилась относительно мощная толща карбонатов девона и карбона, отсутствующих или имеющих небольшую мощность в периферических частях. При общей выдержанности литолого-фациальных особенностей карбонатов за счет неравномерной скорости погружения грабенов в них периодически формировались непроницаемые заглинизированные породы-покрышки, что вкупе с проницаемыми известняками-коллекторами позволяет рассматривать карбонатную толщу девона-карбона в целом как нефтегазоперспективный вещественный комплекс. В карбонатной части разреза Брянско-Рославльского грабена предполагается, что граничные скорости ориентировочно составят от 5,8 до 6,5 км/сек.

Скорость может уменьшаться в зонах разломов. В породах терригенно-карбонатного состава -5,4-5,5 км/сек. Более низкие значения граничной скорости могут коррелироваться в узкие, линейные зоны северо-западного и северо-восточного простирания, которые, как правило, ограничивают антиформы.

Концепция флюидодинамической модели нефтегазообразования. В последние годы в качестве основного генерационного механизма теории нефтегазообразования рассматривают процесс тепломассопереноса из нижних этажей бассейна за счет дефлюидизации фундамента [1,3,4,5]. При этом принимается идея блоковых перемещений осадочного чехла и фундамента в виде чередования зон уплотнения и разуплотнения горных пород при их нагреве, происходящем в процессе погружения и последующей литификации. В результате возникает неравновесная система из отдельных разноплотностных блоков, между которыми происходит прорыв из фундамента в верхние этажи бассейна нагретых флюидных смесей, обогащенных углеводородными компонентами и серой, которые, в свою очередь, встретив углеводородный «полуфабрикат» в виде керогена, запускают процесс генерации нефти и газа.

Реализация углеводородного потенциала Брянско-Рославльского прогиба и части южного крыла московской синеклизы (микробассейна) может связываться со специфическими условиями их прогрева. В такой модели признаются основными, по существу, два связанных между собой процесса: блоковая динамика осадочного чехла и фундамента; термодинамика флюидных потоков.

Следуя истории тектонического развития и предлагаемой модели нефтеобразования, предполагается, что антиформы Брянско-Рославльского грабена, а также антиклинали и антиформы, размещающиеся к югу от глубинного разлома, – результат своеобразных раздвигов, в которых предполагается существование флюидодинамического режима, способствующего образованию УВ.

Выводы

С учетом изложенного первоочередными объектами нефтегазопроисковых работ в Брянско-Рославльском прогибе являются участки антиклиналей, сложенных карбонатами девона-карбона. Эти структуры рассматриваются как объекты сейсморазведочных работ. В Брянско-Рославльском прогибе на сегодняшний день наибольший интерес представляют выделенные антиформы (Козельское и Серпейское), расположенные под чехлом на одной оси вдоль глубинного разлома северо-восточного направления в районе города Сухиничи. Эти антиформы рекомендуется изучить при производстве поисковых сейсморазведочных работ.

Библиография

- 1.Абидов А.А. Нефтегазоносность литосферных плит Мира.-Ташкент: Фан, 2009.
- 2.Атлас Калужской области– Калуга: Издательство научной литературы Н.Ф. Бочкаревой,2005-48 с: карт. ил.
- 3.Ахмедов Н.А. Абдуллаев Г.С., Эндельмант Н.К., Солопов Г.С., Богданов А.Н. Перспективы нефтегазоносности доюрских образований Узбекистана //Узбекский журнал нефти и газа.-Ташкент, 2009.-№3.

4. Бобров С.П. Тектоника и минерагения Калужской области и прилегающих к ней территорий. – Калуга: ПРИТЯЖЕНИЕ, 2006.
5. Запивалов Н.П. О происхождении углеводородных масс и формировании скоплений нефти и газа (геофлюидодинамический аспект)//Тезисы Международной конф. Дегазация Земли: геофлюиды, нефть, газ, парагенезисы в системе горючих ископаемых- Москва: ГЕОС, 2006.-103-106.

**Причины отрицательных результатов при структурно-параметрическом бурении
в пределах Индигиро-Зырянском прогибе**

**Петров Д.М.* (ФИЦ «ЯНЦ СО РАН» Институт проблем нефти и газа СО
РАН, 677027, qanala@mail.ru) Сивцев А.И. (Северо-Восточный федеральный
университет им. М.К. Аммосова, ai.sivcev@empl.s-vfu.ru)**

Аннотация

Кратко представлен ретроспективный анализ геолого-геофизической изученности Индигиро-Зырянского прогиба в пределах Восточной Якутии. Сделан вывод, что главной объективной причиной низкой эффективности геологоразведочных работ стала слабая изученность территории. Впервые предложено рассмотреть физико-промысловые условия проводки скважины в качестве причин получения отрицательных результатов бурения.

Ключевые слова

Восточная Якутия, Индигиро-Зырянский прогиб, мезозойско-кайнозойские отложения

Источники финансирования

Работа выполнена по Программе ФНИ государственных академий наук Рег. № НИОКТР АААА-А17-117040710037-1

Теория

О высоких перспективах нефтегазоносности Индигиро-Зырянского прогиба (ИЗП) начали писать после проведения комплексных исследований тематического характера, выполненных здесь коллективом ВНИГРИ в 1969-1974 гг.

Результаты этих работ нашли отражение в ряде обобщающих отчетов (Н.Г. Чочиа и др., 1971, 1974), где были сделаны общие выводы о геологическом строении и перспективах нефтегазоносности рассматриваемой территории. Перспективы нефтегазоносности ИЗП, по мнению авторов, связывались, в основном, с отложениями нижнего мела. [4,5].

В 1987-88 годах региональные электроразведочные работы МТЗ масштаба 1:500000 проведены трестом «Якутскгеофизика» в пределах северо-западной части ИЗП. В результате электроразведочных работ уточнена северная граница прогиба на территории исследований по градиенту значений суммарной продольной проводимости от 25 до 7,5 см. Намечена зона смены типа геоэлектрического разреза, связываемая с зоной уменьшения мощностей и выклинивания перспективных отложений верхней юры - нижнего мела к борту прогиба и к склону Алазейского поднятия.

Сейсморазведочные работы в ИЗП методом общей глубинной точки (МОГТ) по региональной сети профилей проводились с 1985 по 1992 гг. По результатам работ уточнено геологическое строение прогиба и были подготовлены структуры для глубокого бурения.

Так, в период с 1989 по 1992 гг. в северо-западной части ИЗП, Чаро-Токкинской нефтегазоразведочной экспедицией ПГО «Ленанефтегазгеология» было пробурено 4 структурно-параметрических скважины: №272-01; № 272- 02; №272-03 и №272-05.

По результатам обобщения геологических материалов, полученных по итогам бурения указанных скважин, вскрыли отложения кайнозоя мощностью, соответственно, 990, 1394 и 708 м, которые ниже по разрезу с крупным стратиграфическим перерывом перекрывают толщу пород верхнеюрского возраста (рис.1). Скважина №272-05 вскрыла верхнеюрские отложения почти с дневной поверхности, на глубине 10 м. Геологической неожиданностью стало отсутствие в разрезах всех пробуренных скважин отложений мелового возраста, определенные в качестве проектного горизонта, в том числе и наиболее перспективные в нефтегазоносном отношении нижнемеловые толщи. Нужно заметить, в условиях отсутствия в керне достоверных фаунистических остатков стратификация и корреляция вскрытых разрезов вышеуказанных скважин была проведена по описанию керна и малоинформативным материалам ГИС.

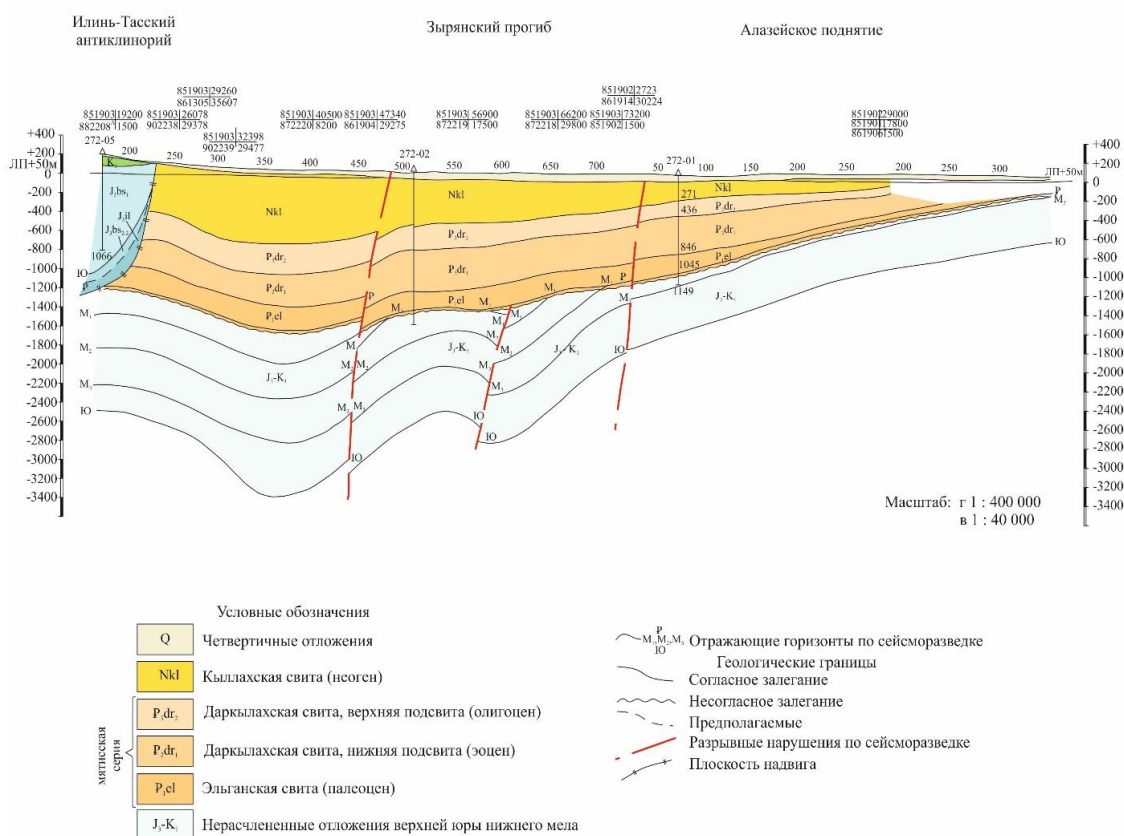


Рисунок 1 Геолого-геофизический разрез по линии профилей 851903-851902-85190

Ранее, свидетельства о значительной мощности палеоген-неогеновых отложений на южном борту ИЗП были получены по результатам маршрутных геологических исследований, проведенными в 1987-89 годах Институтом геологических наук ЯНЦ СО АН СССР. В частности, в междуречье Индигирки и Сулаккана изучены разрезы кайнозоя суммарной мощностью около 2,5 км [1].

Таким образом, объективной причиной низкой эффективности геологоразведочных работ стал геологический фактор – принятие неадекватной к природной модели строения прогиба.

Вместе с тем нельзя исключать другие причины и обстоятельства. Во-первых, ни одна из скважин не достигла проектной глубины из-за применения малоомощной буровой установки ЗИФ-1200 МР, глубина бурения которой при конечном диаметре 93 мм составляет 1500м, и только при диаметре 59 мм может достичь 2000 м. Во-вторых, согласно нашим представлениям [3], потенциальные продуктивные горизонты ИЗП должны иметь аномально низкие пластовые давления (АНПД). При бурении в условиях АНПД, даже при незначительных репрессиях на пласт могли образоваться глубокие зоны проникновения в окколскважинном пространстве. В отсутствии опыта бурения в новых геологических условиях это могло привести пропуску залежей. В-третьих, несмотря на высокую минерализацию пластовых вод (25-27 гр/л) термобарические условия разреза являются благоприятными для образования гидратов природного газа. Возможность образования газовых гидратов при наличии высокоминерализованных воды была показана в работе [2].

Выводы

Результаты структурно-параметрического бурения перевернули представление о строении ИЗП, что обусловило постановку новых фундаментальных вопросов касательно механизма и времени формирования. В этой связи до постановки дальнейших геофизических и буровых работ необходимо проведение целенаправленных тематических работ по комплексному анализу всех имеющихся данных и их приспособление к истории геологического развития региона в целом.

Таким образом, можно констатировать, для получения достоверной информации по осадочному выполнению потенциально нефтегазоносных впадин необходимо постановка опорного и параметрического бурения с учетом наличия АНПД и условий образования гидратов.

Библиография

1. Гайдук В.В., Сюдюков И.Ш., Гриненко О.В., Имаев В.С. Строение и нефтегазоносность кайнозойского Индигиро-Зырянского прогиба. // Тектоника и нефтегазоносность Якутии. - Якутск: Изд. ЯНЦ СО АН СССР, 1989. - С.75-87.
2. Калачева Л.П., Рожин И.И., Сивцев А.И. Изучение возможности гидратообразования и солеотложения в призабойной зоне скважин Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2018. - Т.13.- №4.- http://www.ngtp.ru/rub/2018/42_2018.html
3. Петров Д.М., Сивцев А.И. К вопросу АНПД в пределах нефтегазоносных областей // В сборнике: «Росгеология. В поисках новых открытий». Материалы III научно-практической молодежной конференции. 2018. С. 70-73.
4. Соловьев В.В., Николаева М.В., Гаранина Е.А. Отчет по теме: «Составление отчета по Индигирской площади, выведенной из параметрического бурения (скважины № 272-01, -02, -03 и -05) и сверхглубокой скважине № 27 на Средневилюйской площади», том II. - п. Кысыл-Сыр, 2006 г. – С. 80-110.
Чочиа Н.Г., Баранова З.Е., Яшин Д.С. Отчет по теме «Сравнительный анализ перспектив нефтегазоносности различных геотектонических зон и структур Зыряно-Селенняхского прогиба». – Якутск, 1974. 200 с. Фонд ТГФ

***Геохимические особенности микроэлементного состава нефтидов
Пуланова С.А. (Институт проблем нефти и газа РАН, ripanova@mail.ru)***

Аннотация

Рассмотрены следующие геохимические особенности микроэлементного (МЭ) состава нефтидов, используемые в нефтегазопроисковой геологии: генетические связи рассеянного органического вещества (ОВ) с составом генерированных нефтей; динамика изменения МЭ при катагенных и гипергенных преобразованиях нефтидов; корреляционные зависимости МЭ состава нефтидов с составом различных субстанций. В исследовании использован аналитический материал как собственных разработок, так и фактический материал большого круга специалистов в этой области и вовлечены в обработку данные по более чем 40 элементам.

Ключевые слова

Микроэлементы нефтидов; нефти; битумоиды; катагенез; гипергенез; геохимические особенности.

Финансирование

Работа выполнена в рамках государственного задания «Развитие научно-методических основ поисков крупных скоплений УВ в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов, АААА-А19-119022890063-9»

Теория

Генетические связи нефть – органическое вещество нефтематеринской породы

Сходство нефтей и сингенетичных битумоидов пород по распределению МЭ может свидетельствовать об участии этих толщ в процессах нефтеобразования. Для более обоснованного суждения о наличии в осадочном разрезе нефтематеринских отложений и генетических связях ОВ пород и нефтей необходимо четко разделять битуминозные компоненты на сингенетичные и эпигенетичные. Эффективный способ выявления сингенетичной составляющей был рекомендован и применен нами при выявлении источников нефтеобразования в отложениях баженовской свиты Западно-Сибирского бассейна с использованием мягкого термолиза. Анализ состава битумоидов баженовской свиты по площади её распространения показал их значительную неоднородность, что позволило выделить две генетические разновидности. Первая, сингенетичная, характеризуется высокими значениями $S_{орг}$ при низких величинах β (коэффициент битуминозности $\beta = V/S_{орг}, \%$, где V содержание битумоида), не более 7-8%, высоким коэффициентом метаморфизма $k_i = (P+\Phi)/(n-C17+n-C18)$ до 0,8, относительно высокой концентрацией и разнообразием различных кислородсодержащих структур при повышенной суммарной ароматичности. Отличается, как правило, высоким содержанием V, Ni, Co, Mo и других МЭ, связанных с асфальтово-смолистыми компонентами. Концентрация «подвижных» МЭ, тех, что ассоциируют с масляными углеводородными компонентами – Fe, Au, Pb, Cu и других, в них ниже. Вторая разновидность битумоидов, эпигенетичная, характеризуется повышенным β (до 30%), низкими величинами k_i (0,1-0,3), невысокой концентрацией кислородсодержащих

соединений и суммарной ароматичностью по отношению к группам C_{12} n-алканов. В битумоидах этого типа практически не обнаружены порфирины. Распределение МЭ в эпигенетических битумоидах отражает их миграционный характер, иногда контаминационный, они более подвижны, имеют, по сравнению с сингенетическими битумоидами, более низкие концентрации «тяжелых» МЭ [2].

МЭ показатели нафтидов при катагенных и гипергенных преобразованиях

В мало превращенных нефтях, содержащих относительно много первичных асфальтово-смолистых компонентов, унаследованных еще от исходного ОВ, общее содержание V, Ni, Mo, Co и других металлов, ассоциированных с гетероатомными соединениями, выше, чем в нефтях залежей, сформировавшихся в более жестких природных термобарических условиях, при которых происходит их облегчение и частичная потеря гетероатомных, асфальтово-смолистых компонентов и соответствующее падение их комплексобразующей способности [3]. При этих процессах в нафтидах накапливаются МЭ, связанные преимущественно с углеводородной (УВ) частью, что приводит к увеличению в нефтях Cu, Fe и, в отдельных случаях, Pb, Zn и др., и снижению концентрации элементов, ассоциированных с тяжелыми компонентами. В результате происходит уменьшение величин отношений V/Fe, V/Cu, V/Pb, Ni/Cu, а также $(V+Ni)/(Fe+Cu)$ по сравнению с малопревращенными флюидами [4]. Наиболее четко диагностические показатели уровней термической зрелости ОВ и нефтей проявляются для сапропелевого исходного ОВ в зоне генерации зрелых нефтей в интервале Ro от 0,6 до 1,1%, реже 1,3%. Замечено, что под воздействием катагенетических факторов соотношения МЭ в ОВ пород изменяются в более широких пределах, чем в нефтях. Наиболее ощутимые изменения МЭ состава ОВ пород происходят, по-видимому, на этапах генерации и первичной миграции.

В зависимости от тектонической активности региона, перепада глубин вмещающих отложений (от 2600 до обнажения), особенностей контактирующих с залежью пластовых вод существенно меняется ряд последовательных стадий окисления нафтидов: от легких нефтей к тяжелым, от тяжелых нефтей к асфальтитам, от малых к керитам, что влечет за собой цепочку согласованных изменений УВ и МЭ составов. При этом происходит значительная потеря легких фракций, биодегградация парафиновых УВ, остаточное накопление и новообразование смолисто-асфальтеновых компонентов, осернение нефтей, накопление ряда тяжелых металлов, и в первую очередь V, образование провинций с рудными концентрациями металлов [1, 4, 5]. Согласно генетической классификации месторождений тяжелых нефтей и природных битумов [1], выделяются как органофильный тип накопления МЭ в нефтях, так и вторично-концентрационный вариант обогащения металлами нефтей и битумов. Нафтиды подобных залежей содержат значительно больше элементов в рудных концентрациях – наряду с V и Ni, также Mo, U, Se, Hg, Ge, Sc и др. Источником таких высоких концентраций могло служить рудное вещество массивов основных и ультраосновных пород, угленосные отложения, расположенные в области питания пресных или слабоминерализованных вод.

Корреляционные зависимости микроэлементного состава группы нафтидов

Проанализированы коэффициенты корреляции (КК) логарифмов содержаний МЭ в нафтидах с химическим составом земной коры разных уровней и биоты. В сферу рассмотрения вовлечены битумоиды пород, нефти различных нефтегазоносных бассейнов, смолисто-асфальтеновые компоненты нефти и асфальты с целью выявления

основных источников МЭ в нефтядах и характера их превращений в процессе эволюции нефтяных систем [6, 7]. Этот ряд нефтидов представляет собой генетическую последовательность изменения систем от исходных углеродистых веществ осадочных пород к нефтям, и далее при их гипергенном или термальном вторичном преобразовании к природным битумам [5]. Аналитические данные нами почерпнуты из многочисленных литературных источников (Готтих, Писоцкий, 2006; 2010; Ясыгина и др., 2006; Федоров и др., 2007; Готтих и др., 2008; 2009; Винокуров и др., 2010; Маслов и др., 2015; Szatmari et al., 2011, Каюкова и др., 2018 и др.). Всего в расчетах задействованы данные примерно 100 анализов в ряде случаев по более чем 40 МЭ (табл. 1, рис. 1).

Таблица 1.

КК между составами элементов нефтей и битумоидов, земной коры и биоты

Площадь	Пробы, возраст	Земная кора			Биота			
		верх-няя	сред-няя	ниж-няя	морск. раст.	наземн. раст.	морск. жив.	наземн. жив.
Абдрахма-новская (Волго-Урал)	нефть, D _{3psh}	0,52	0,53	0,52	0,57	0,45	0,45	0,30
	битумоид, D _{3psh}	0,41	0,41	0,40	0,49	0,35	0,41	0,26
	нефть, D _{2gv}	0,46	0,47	0,46	0,50	0,41	0,42	0,22
	битумоид, D _{2gv}	0,58	0,59	0,58	0,61	0,64	0,59	0,31

На рис. 1 при значительном разбросе КК, выявляются несколько зон. I зона – высокие КК между содержаниями элементов нижней коры и асфальтов при низких КК с составом биоты; II зона – низкие КК между содержаниями элементов нижней коры и глин, углеродистых сланцев, углей при высоких КК с составом биоты. III зона (центральная) – зона, здесь расположены точки, характеризующие КК между составами нефтей различных бассейнов, смолисто-асфальтеновых компонентов и битумоидов с составом коры и биоты.

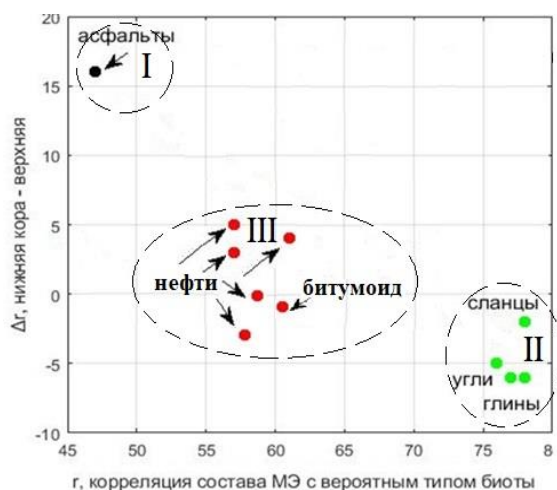


Рисунок 1. Связь КК содержаний элементов в нефтядах и осадочных образованиях с составами биоты и коры; r – КК; Δr – разность КК между составами нижней и верхней коры

Можно предположить, что глинистые сланцы, чисто осадочные породы, также, как и угли наследуют в большей мере специфику состава верхней коры и биоты, тогда как преобразованные нефтиды – асфальты, проявляют унаследованность состава МЭ в большей мере от нижней коры, теряя связь с биотой. А значительная часть нефтей, битумоиды, их смолисто-асфальтеновые компоненты имеют промежуточный состав

элементов, на который влияет практически в равной мере состав разных уровней земной коры и биоты. Некоррелированность содержания в нефтях биогенных и глубинных элементов, отмечаемая нами ранее [8], также подтверждает их независимое формирование из различных источников.

Выводы

Таким образом, в докладе освещены вопросы изучения общей динамики изменения МЭ состава нефтидов при эволюционном их преобразовании в литосфере. Показано, что МЭ состав нефтидов успешно применяется в нефтяной геохимии для решения широкого круга геолого-геохимических задач. Именно поэтому привлечение данных по их МЭ составу является актуальным и вполне обоснованным. Абсолютные концентрации элементов, а также их соотношения используются как корреляционный параметр при сопоставлении нефть – нефть, нефть – ОВ пород и как генетический индикатор, поскольку они характеризуют среду нефтеобразования и фациально-генетический тип исходного ОВ и наиболее тесно связаны с физико-химической характеристикой нефтей. Выявленные различные соотношения между величинами КК составов исследованных природных объектов дают возможность использовать микроэлементную метку как генетический ориентир для характеристики природных процессов на эволюционной шкале нефтеобразования.

Библиография

1. Гольдберг И.С. Нафтаметаллогенические провинции мира и генезис рудных концентраций в тяжелых нефтях и битумах // Геология нефти и газа. 1990. № 3. С. 2-7.
2. Пуанова С.А., Шустер В.Л. Новый взгляд на перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих доюрских отложений Западной Сибири // Георесурсы, 20(2). С. 67-80.
3. Weihang Yang, Yongjun Gao, John F. Casey. Determination of Trace Elements in Crude Oils and Fuel Oils: A Comprehensive Review and New Data. In book: Solution Chemistry: Advances in Research and Applications. 2018. 48 p.
4. Punanova S.A., Vinogradova T.L. Comparative Characterization of Natural Hydrocarbon Systems of Various Genesis // Petroleum Chemistry, 2016, V. 56, No. 7, pp. 562-571.
5. Punanova S.A. Supergene Transformed Naphthides: Peculiarities of Trace-Element Composition // Geochemistry Intern. Pleiades Publishing. 2014. V. 52. No. 1, pp. 57-67.
6. Podkin M., Punanova S. Results of examination of trace elements composition in oils. Allabstracts. IMOGE-EAGE. 2019. Gothenburg, Sweden. P. 5.
7. Rodkin M.V., Ngo Thi Lu, Punanova S.A. Results of analysis of trace elements composition in oils and other caustobioliths // Vietnam Journal of Earth Sciences, 2021. 43(1), pp. 23-31.
8. Rodkin M.V., Rundkvist D.V., Punanova S.A. The Relative Role of Lower and Upper Crustal Processes in the Formation of Trace Element Compositions of Oils // Geochemistry International, Pleiades Publishing, Ltd., 2016. Vol. 54. No. 11, pp. 989-995.

К вопросу актуальности картирования неантиклинальных ловушек и выявления их классификационных атрибутов
Пуланова С.А. (Институт проблем нефти и газа РАН, ripanova@mail.ru)

Аннотация

Показана необходимость и актуальность поиска ловушек неантиклинального типа как в осадочном выполнении, так и в кристаллическом фундаменте нефтегазоносных бассейнов (НГБ). Рассмотрены некоторые классификационные атрибуты, в частности акцентируется внимание на «тонких» ловушках углеродсодержащих формаций и коллекторах в отложениях кристаллического фундамента. Эффективный прогноз и поиск неантиклинальных ловушек способствует увеличению ресурсной базы углеводородного (УВ) сырья.

Ключевые слова

Комбинированные ловушки; нефть; нефтегазоносные бассейны; ресурсы углеводородов; фундамент.

Источники финансирования

Работа выполнена в рамках государственного задания по теме: «Развитие научно-методических основ поисков крупных скоплений УВ в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов», АААА-А19-119022890063-9.

Теория

При оценке перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов необходимость выявлять характер и структуру ловушек является первоочередной и актуальной задачей. В связи с исчерпанием во многих нефтегазоносных регионах фонда антиклинальных ловушек, нетрадиционные ловушки комбинированного строения представляют значительный интерес с точки зрения прироста ресурсов и запасов нефти и газа. О значении типа ловушек – вместилищ углеводородов, и их перспективности свидетельствуют исследования, проводимые группой специалистов [4]. Утверждается, что объёмы ресурсов УВ стратиграфических ловушек (не антиклинальных) в 1990-ых годах стали составлять 15% от объёмов ресурсов УВ значимых бассейнов, что выше, чем 10%-показатель на всём историческом протяжении до этого. Наибольшая концентрация гигантов выявлена на Ближнем Востоке, в Северной Америке и России, но почти каждый работающий НГБ имеет потенциал для гигантских месторождений, в которых в настоящее время открываются залежи в сложных ловушках комбинированного типа. Характерной особенностью ловушек комбинированного типа является сочетание структурной, литологической, стратиграфической, а также дизъюнктивной составляющих.

В наших предыдущих исследованиях по этой тематике рассматривались достаточно подробно классификационные атрибуты комбинированных ловушек, разработанные российскими и зарубежными исследователями на примере многочисленных бассейнов [1, 2]. Безусловно, в основу классификации должен быть положен генетический принцип, связанный с закономерностями формирования

ловушек. В соответствии с последними классификациями можно выделить четыре основных типа неантиклинальных ловушек: литологически ограниченные, литологически экранированные, стратиграфически экранированные и тектонически экранированные.

Рассмотрим несколько примеров «тонких» ловушек – вместилищ УВ скоплений в сланцевых формациях, которые признаны в настоящее время обладающими крупными запасами, а методика их поиска является наиболее проблематичной и сложной.

Задача прогноза продуктивности углеродсодержащих (сланцевых) толщ до сих пор остается спорной. Особенности свит, т.е. их сланцевый характер и частое чередование более плотных и менее плотных пород – накопителей и производителей УВ, приводят к трудностям дешифровки собственно нефтематеринских и продуктивных прослоев в их строении. Эта неопределенность вызвана тем, что методы исследования традиционных УВ скоплений не применимы к нетрадиционным объектам, которые являются одновременно и нефтематеринскими и нефтесодержащими. Пласты коллекторы не являются ловушками в обычном понимании, а представлены довольно протяженными участками с хорошими коллекторскими свойствами. Их часто называют «непрерывными» (continuous) или тонкими ловушками несоответствия (unconformity subtle traps) [2, 4].

На рис. 1 показаны «тонкие» ловушки месторождения Giddings, аккумулирующие нефть и газ, и расположение формаций, которые являются как продуктивными коллекторами, так и генераторами нефти. Особенно показательна высокими генерационными способностями формация Eagle Ford, являющаяся подстилающей пачкой в этом месторождении [7].

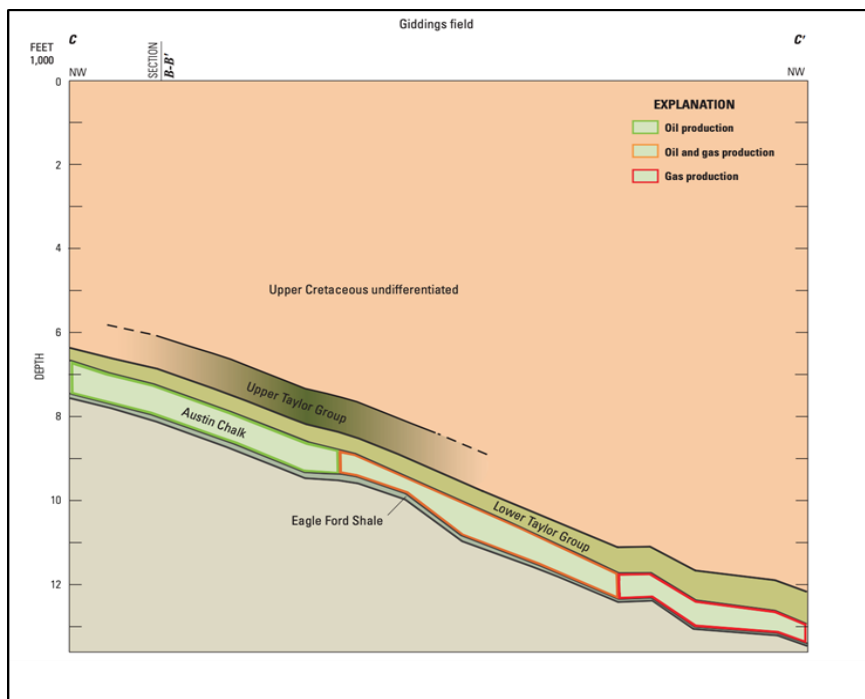


Рисунок 1. Поперечный разрез месторождения Giddings, показывающий относительное структурное положение нефтяных (Oil production), нефтегазовых (Oil and Gas production) и газовых (Gas production) зон и их стратиграфические привязки (длина разреза 56,3 км) [7]

В настоящее время поиску и методам разработки подобных ловушек в уникальных сланцевых формациях, таких как Austin Chalk и Eagle Ford в США, придается большое значение. Исследователи считают, что разработчикам-геологам, не зная геолого-геохимических характеристик керна, трудно понять данные, которые они получают с помощью сейсмических исследований, каротажа, объемов добычи и других параметров. О значимости геохимических исследований свидетельствуют данные по эксплуатации и оконтуриванию перспективных зон нефтескоплений в отложениях сланцевых формаций на территории России (доманиковые отложения в Волго-Уральском и Тимано-Печорском НГБ, баженовская формация и её аналоги в Западно-Сибирском НГБ и др.).

При постановке геологоразведочных работ коллектора в породах фундамента были недооценены и соответственно недостаточно изучены. Однако в различных регионах мира скопления нефти и газа в породах фундамента открыты и промышленно разрабатываются. В публикациях последних лет приводится информации о резервуарах УВ в трещиноватых кристаллических формациях и их ресурсах из примерно 30 стран [1, 3, 6]. Отложения кристаллического фундамента являются крупными нефтяными и газовыми емкостями в различных районах мира. Детальный анализ строения залежей УВ в кристаллическом фундаменте (месторождения Оймаша в Казахстане, Lancaster на шельфе Западной Шотландии, Белый Тигр во Вьетнаме, La Paz в Венесуэле) свидетельствует о сложности и комбинированности типов ловушек [3, 6].

На рис. 2 показана тенденция изменения коллекторских свойств гранитоидов на месторождении Белый Тигр, которая свидетельствует о том, что, несмотря на уменьшение пористости, проницаемость коллектора остается с глубиной практически постоянной и достаточно высокой [5].

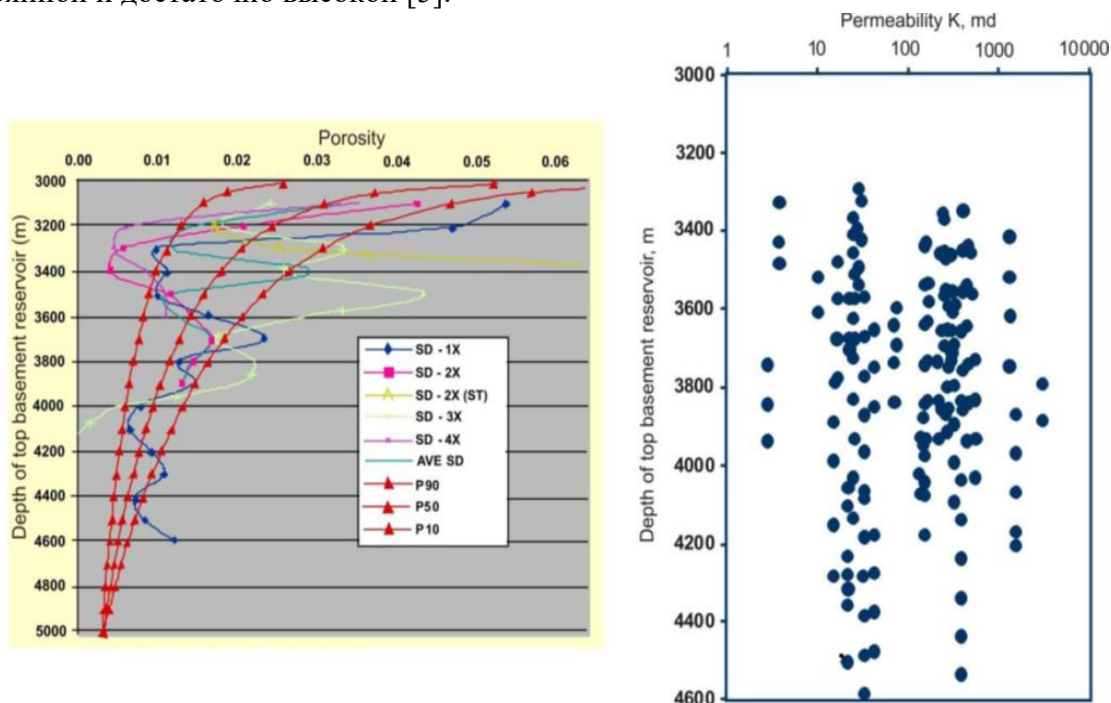


Рисунок 2. Изменение пористости (Porosity) проницаемости (Permeability) пород фундамента в разных скважинах с глубиной на месторождении Белый Тигр [5]

По поводу причин образования ловушек в кристаллическом фундаменте и возможности заполнения их УВ и об источниках УВ высказываются различные точки зрения. Так, в реализации емкостных свойств на месторождении Оймаша большое

значение приобретают процессы разной тектонической интенсивности, которые проявлялись в течение мезозойской геологической истории региона. Они затронули все типы пород раннего мезозоя и палеозойские гранитные интрузии, создавая в них разноориентированные разрывные нарушения, приразломные зоны трещиноватости, катаклаза и милонитизации (Крупин, Рыкус, 2011). В отложениях бассейнов вьетнамского шельфа в результате термоусадочных процессов создается перепад давлений, что обеспечивает втягивание в пределы остывающего интрузива «микронепти» из перекрывающих осадочных пород. Активные флюидодинамические процессы приводят к формированию дополнительной емкости по всему объему гранитного интрузива, т.е. ловушки и накоплению в ее пределах УВ флюидов (Дмитриевский и др., 2012).

Выводы

Таким образом, в основу классификации должен быть положен генетический принцип, связанный с закономерностями формирования ловушек. В плане важности и глубины проработки материала следует обращать наибольшее внимание на методику выявления комбинированных ловушек в зонах развития углеродсодержащих толщ (сланцевые формации). Именно в ловушках подобных пространств и выявляются в настоящее время гигантские запасы УВ. Важным звеном увеличения ресурсной базы является выявление зон разуплотнения в отложениях кристаллического фундамента и оценка их коллекторских свойств.

Библиография

1. Пунанова С.А. О некоторых классификационных особенностях неантиклинальных ловушек и актуальности их выявления // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2020. № 12(348). С. 4-9.
2. Пунанова С.А. Актуальность картирования неантиклинальных ловушек и особенности их классификаций // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 3(30). С. 13-25. <https://doi.org/10.29222/ипнг.2078-5712.2020-30.art2>.
3. Пунанова С.А. Нефтегазоносность кристаллического фундамента с учетом развития в нем неструктурных ловушек комбинированного типа // Георесурсы. 2019. Вып. 21. № 4. С. 19-26.
4. Dolson J., He Zhiyong, Horn Brian W. Advances and Perspectives on Stratigraphic Trap Exploration-Making the Subtle Trap Obvious. Search and Discovery. Article #60054. 2018. http://www.searchanddiscovery.com/documents/2018/60054dolson/ndx_dolson.pdf
5. Huy X.N., Bae Wisup, San T.N., Xuan V.T., Sung Min J., Kim D.Y. Fractured Basement Reservoirs and Oil Displacement Mechanism in White Tiger Field, Offshore Vietnam. Online Journal for E&P Geoscientists. 2012.
6. Koning T. Exploring in Asia, Africa and the Americas for oil and gas in naturally fractured basement reservoirs: best practices and lessons learned // Georesources. 2019. 21(4). P. 10-18.
7. Pearson K. Geologic Models and Evaluation of Undiscovered Conventional and Continuous Oil and Gas Resources – Upper Cretaceous Austin Chalk, U.S. Gulf Coast U.S.//Geological Survey. Reston, Virginia: 2012.

*Графическая обработка данных гранулометрического анализа нижнемеловых отложений газоконденсатного месторождения Краснодарского края
Ибрагимова Т.В. (Северо-Кавказский федеральный университет, tatiana250190@mail.ru), Пшеничный А.А.* (Северо-Кавказский федеральный университет, alexei.pshenichnyi2001@gmail.com), Фиголь Н.А. (Северо-Кавказский федеральный университет, nik.figol@bk.ru), Тарасов Н.В. (Северо-Кавказский федеральный университет, Nikita2061@yandex.ru)*

Аннотация

В данной работе проводится исследование продуктивных пластов одного из газоконденсатных месторождений Южно-Крыловского поднятия на основе данных гранулометрического анализа. По результатам графической обработки данных дается уточненное название пород месторождения, их степень отсортированности и значения медианного диаметра.

Ключевые слова

Гранулометрический анализ, терригенные отложения, отсортированность.

Теория

Южно-Крыловское поднятие газоконденсатного месторождения расположено в районе Краснодарского края. Продуктивными являются нижнемеловые и триасовые отложения. На данный момент эксплуатируются залежи только нижнемеловых отложений, по которым и проводится исследование в данной работе.

Продуктивные пласты нижнего мела представлены известняками и терригенными породами. Известняки-ракушечники серые, светло-серыми, иногда с кремевым и красновато-кремевым оттенком, пористый, рыхлый. Поры заполнены глауконитовым песком и глиной.

В северной части поднятия продуктивные отложения нижнего мела представлены песчаниками. Песчаники светло-серые, мелкозернистые, кварцевые, известковистые. Глинистость песчаников изменяется от 6,6 до 22,6 %. Пористость – от 6,6 до 22,6 %; проницаемость – от 1,5 до $505 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

В ходе работы была проведена графическая обработка данных гранулометрического анализа на основе терригенных отложений. Графическое изображение результатов гранулометрического анализа позволяет более наглядно представить полученные данные, сопоставить их в целях обобщения и использовать для решения вопросов генезиса песчано-алевритовых пород [1].

На рисунке 1 представлена гистограмма по данным гранулометрического анализа пород скважины 4. В породах данной скважины преобладает песчаная фракция, при чем наибольшие значения имеют частицы с диаметром от 0,25 до 0,5 мм, что соответствует среднезернистым песчаникам. Частиц с диаметром более 0,5 мм не было обнаружено, поэтому их содержание на диаграммах равно 0.

Также по гистограмме видно, что в породах данной скважины процентное содержание частиц уменьшается с уменьшением их диаметра, а содержание наименьших по диаметру частиц, диаметр которых меньше 0,01 и которые относятся к глинистым частицам, наоборот возрастает.

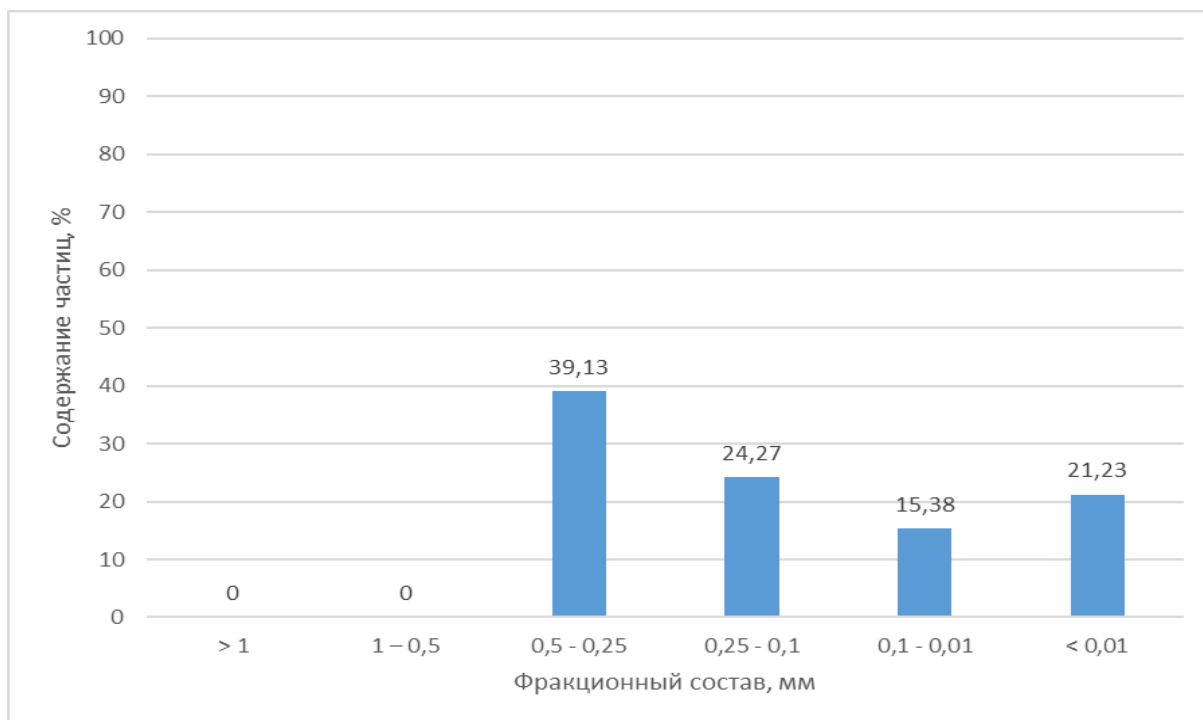


Рисунок 1. Гистограмма гранулометрического состава пород скважины 4

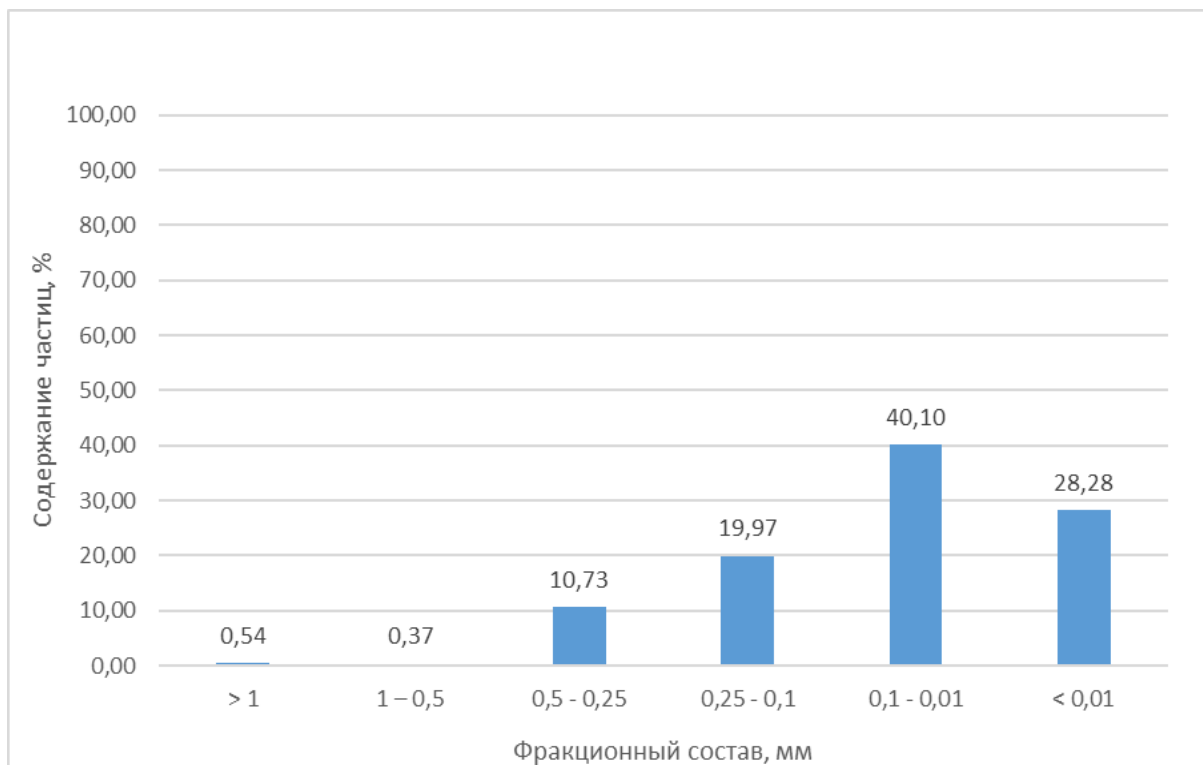


Рисунок 2. Гистограмма гранулометрического состава пород скважины 6

На рисунке 2 изображена гистограмма по данным гранулометрического анализа пород скважины 6. По данной гистограмме видно, что в отличие от пород 4 скважины, отложения продуктивных пластов в 6 скважине имеют меньший размер частиц. В породах данной скважины преобладают частицы с диаметром от 0,01 до 0,1 мм, что соответствует алевролитовой фракции.

На общую долю песчаной фракции, которые соответствуют частицам с диаметром от 0,1 до 1 мм приходится чуть больше 30%, причем преобладающим являются мелкозернистая фракция песчаника, которая имеет значения 19,97%. На долю частиц, с диаметром от 0,5 мм и выше приходится менее 1%. В целом, содержание песчаной фракции в 6 скважине по сравнению с отложения 4 скважины меньше почти в 2 раза.

В отложениях 6 скважины имеет распространение глинистая фракция, которая занимает 28,28% от общего содержания частиц. Содержание частиц данной фракции в 6 скважине выше, чем в 4 на 7,05%.

На представленных диаграммах ни одна из фракций не превышает процентного содержания 50% от общего количества частиц. Можно предварительно сказать о том, что отложения имеют плохую сортировку, так как породы, имеющие практически равные содержания частиц в своем составе, формируются чаще всего в низкоэнергетических средах, для которых характерна плохая отсортированность.

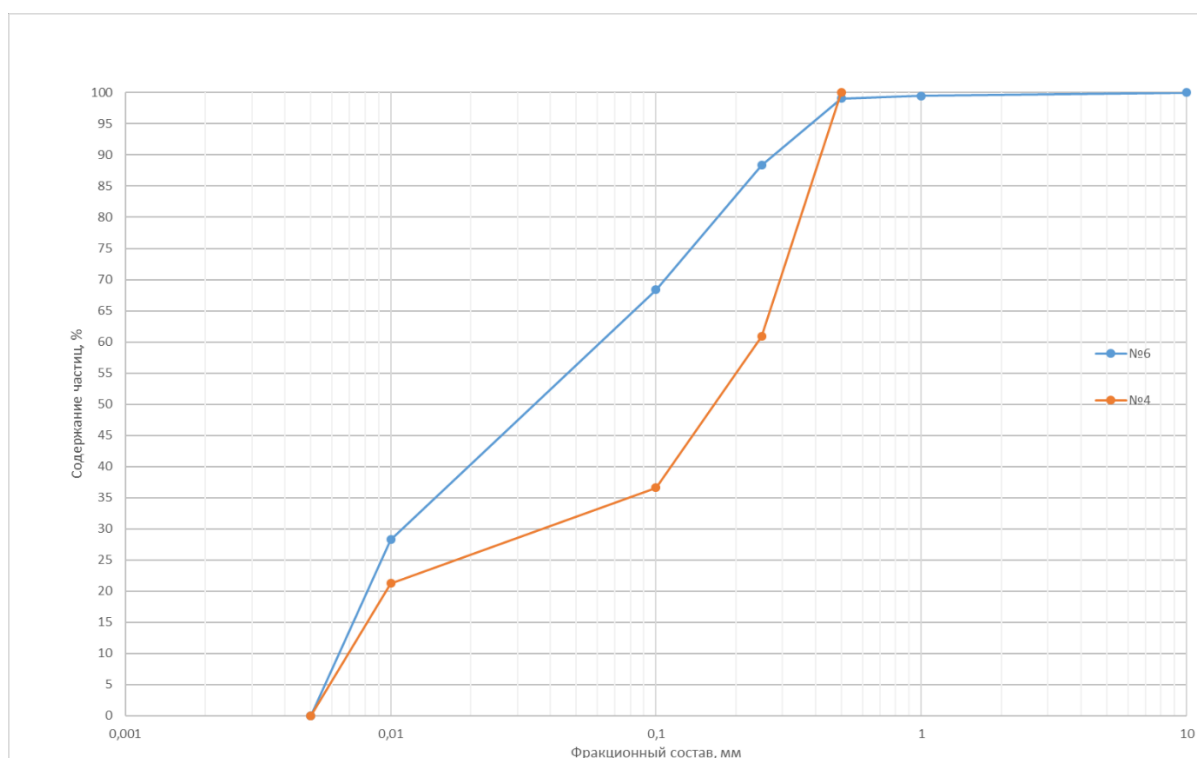


Рисунок 3. Кумулятивные кривые для пород скважин 4 и 6

На рисунке 3 представлены кумулятивные кривые для отложений скважин 4 и 6 газоконденсатного месторождения. Данные графики являются нарастающими, т.е. содержание каждой последующей фракции на графике складывается с процентным содержанием предыдущих частиц.

По методике обработки кумулятивных кривых методами математической статистики были определены коэффициент отсортированности S_o и медианный диаметр зерен M_d . Медианным диаметром (M_d) называется такой размер зерен, меньше и больше которого содержится по 50% частиц [2]. Для 4 скважины $M_d=0,17$, для 6 скважины $M_d=0,035$.

Коэффициент отсортированности S_o в ходе обработки кумулятивных кривых для 4 скважины равен 17,7, для 6 скважины $S_o =15,2$.

Выводы

Можно сказать, что отложения скважины 4 имеют плохую сортировку, так как ни одна из фракций не превышает процентного содержания 50% и имеется повышенное содержание глинистых частиц, которые находятся между зернами более крупных частиц. В ходе предварительного анализа выноса керна отложения получили название песчано-алевритовых, в результате графической обработки пород можно дать уточненное название, а именно данные породы являются алеврито-глинистыми песчаниками.

На основе предварительного анализа выноса керна отложения скважины 6 были охарактеризованы как алевролитопесчаные. По построенным гистограммам отложения являются субалевролитами, так как преобладающей является алевролитовая фракция, которая при этом не превышает 50% и помимо песчаной фракции в составе имеются значительное содержание глинистой фракции [3].

Более высокие показания медианного диаметра для скважины 4 связаны с повышенным содержанием песчаной фракции, по сравнению с породами скважины 6, что видно из гистограмм, изображенных на рисунках 1,2.

Несмотря на то, что 6 скважина имеет несколько меньший коэффициент отсортированности, породы обеих скважин имеют плохую отсортированность.

Библиография

1. Добровольский, В. В. Геология. Минералогия, динамическая геология, петрография : учебник для вузов / В. В. Добровольский. - М. : ВЛАДОС, 2009. - 320 с.
2. Малиновский, Ю. М. Нефтегазовая литология : учебное пособие / Ю. М. Малиновский. - Москва : РУДН, 2009. - 214 с
3. Недоливко Н.М. Исследование керна нефтегазовых скважин: учебное пособие. Томск: Изд-во ТПУ, 2006. 170 с.
4. Дернова Е.О., Капанова Е.А., Щербина Ю.В. Условия формирования и фильтрационно-емкостные свойства нижнемеловых отложений Тавдинского мегавыступа Иусского нефтегазоносного района

*Геолого-геохимические критерии нефтегазоносности
северо-западной части Узбекистана*

*Мухутдинов Н.У., Закирова Г.С. (Госкомгеологии Республики Узбекистан)
Юлдашева М.Г., Расул-Заде Д.А.* (Институт геологии и разведки нефтяных и
газовых месторождений, yuldasheva@ing.uz)*

Аннотация

На основе анализа геолого-геофизических данных, в том числе материалов близлежащих нефтегазоносных территорий, рассмотрены перспективы нефтегазоносности пород осадочного чехла и промежуточного палеозойского комплекса северо-западной части Узбекистана, которая охватывает территорию Хорезмского региона. Изучены литолого-стратиграфические и тектонические особенности формирования возможных нефтегазоносных комплексов и моделей ловушек углеводородов в пределах региона.

Ключевые слова

Перспективы, нефтегазоносность, мел, юра, палеозой, сейсморазведка, структура, скважина.

Теория

В западной части Республики Узбекистан, находится территория Хорезмского региона, в тектоническом отношении относящаяся к северной части Амударьинской синеклизы. По Крылову Н.А. [1] она относится к Карабаикско-Хивинской структурной перемычке, по Нугманову А.Х. – находится на северном замыкании Хорезмского прогиба и Беурдешикской ступени, согласно районирования Мелихова В.Н. [2] эта территория относится к зоне сочленения Балкуинского прогиба и Султансанджарского вала. С северо-запада эта территория граничит с Дарьялык-ДAUDАНСКИМ прогибом, в южном направлении переходит в Балкуинский прогиб (рисунок 1). В нефтегазоносном отношении расположена в северной части Беурдешик-Хивинской газоносной области, где открыты крупные месторождения Наип и Ачак (Оджак) на территории Республики Туркменистан, которые находятся на расстоянии около 20-40 км от государственной границы.



Рисунок 1. Обзорная карта Хорезмского региона и прилегающих территорий

В структурном отношении месторождения представляют собой антиклинальные складки, нередко с тектоническими нарушениями. Залежи многопластовые, газоконденсатные, приурочены к отложениям нижнего мела, верхней и средней юры, залегающие в интервале глубин 1400...2200 м. Залежи газа приурочены к песчаным коллекторам пористостью 15-24%, начальные дебиты газа составляли от 200 до 850 тыс.м³/сут, при содержании конденсата 12-22 г/м³. Газы метановые, бессернистые [3].

История изученности Хорезмского региона началась в 60-гг. прошлого века, когда с целью изучения глубинного строения были отработаны профили КМПВ, в результате выявлено региональное погружение фундамента с глубины 1800 м в северной части до 6300 м на юге, осложненное поднятиями и прогибами. Последующими геофизическими работами МОВ, МТЗ, МПТ было подтверждено региональное погружение мезозой-кайнозойского осадочного чехла и промежуточного структурного этажа, сложенного образованиями палеозоя, с северо-востока на юго-запад, кроме того был выявлен ряд положительных аномалий, на некоторых были заложены параметрические и опорные скважины Аксуй, Хорезм, Хазарасп. Одна выявленная структура Янгибазар была оконтурена как антиклинальная структура и введена в поисковое бурение. Результаты глубокого бурения подтвердили основные особенности строения территории с глубинами залегания юрских отложений 1200...2300 м (рисунок 2), палеозойских – 2340...3275 м.

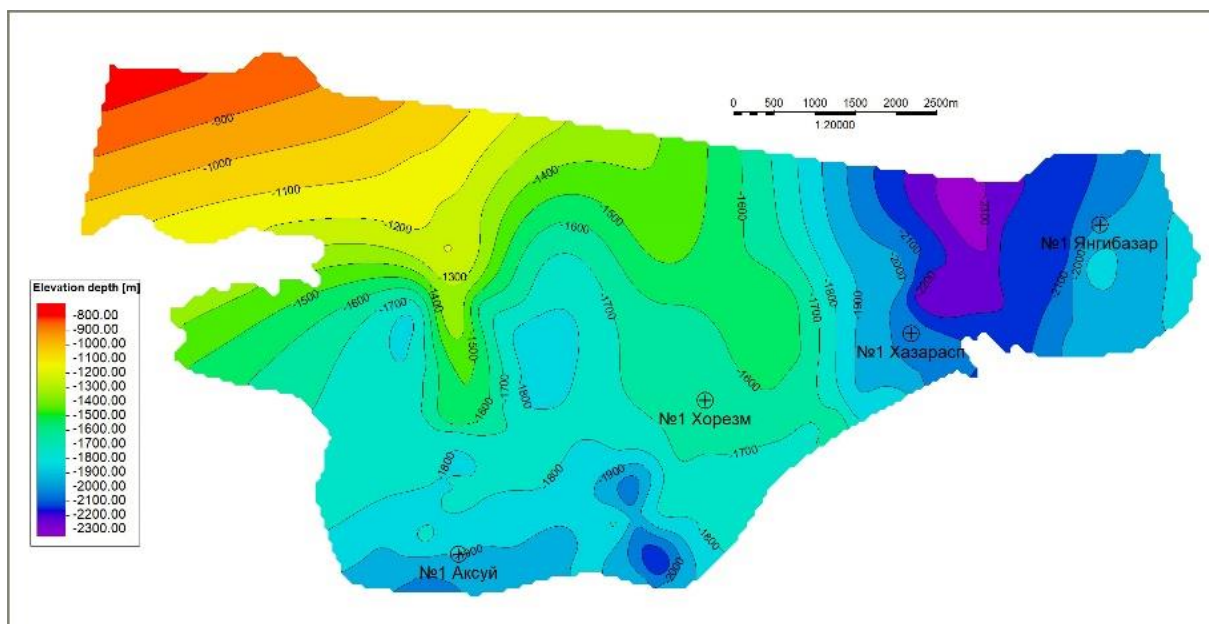


Рисунок 2. Структурная карта по кровле верхнеюрских отложений (J₃).

По поверхности верхнеюрских отложений территория представляет собой моноклираль, воздымающуюся в северном направлении к горному массиву Султануиздаг, в южном и юго-западном направлении наблюдается погружение кровли юрских отложений до минус 2300 м. Глубоким бурением в Хорезмском регионе и северо-восточной части Туркменистана изучен разрез, сложенный осадочным чехлом и кровельной частью палеозойских отложений. Наиболее древние породы вскрыты на площадях Хорезм, Хазарасп и Янгибазар на глубине 2328...2763 м, которые представлены андезитовыми порфиритами бурого, серо-бурового цвета, а также туфобрекчиями смешанного состава, вулканомиктовыми песчаниками верхнекарбон-нижнепермского возраста. В погруженной южной части, на месторождении Ачак,

одновозрастные отложения представлены чередованием песчаников, глин, аргиллитов, алевролитов.

Осадочный чехол сложен отложениями мезозой-кайнозойского возраста, представленный юрскими, меловыми, палеогеновыми и неоген-четвертичными образованиями (рисунок 2). Наиболее полный разрез юрских отложений вскрыт на площади Аксуй, где представлен тремя отделами.

Система	Отдел, подотдел	Ярус	Мощность, м	Литология	Нефтегазонасыщенность
Мезозой	Глина	Юрская	10-20	Супески, супесчаные глины	
		Меловая	119-408	Глины с прослоями известняков, тирапа, переслаивание глины с песчаником, алевролитами	
		Палеогеновая	454-504	Глины, переслаивание песчаников, алевролитов, гравелитов, известняков, углей, мергелей, сланцев, карбонатов	
Кайнозой	Верхнеюрский	Орск	94-106	Известняки, песчаные глины, мергели, алевролиты, сланцы, карбонаты, гравелиты, доломиты	
		Таран	62-229	Песчаники, глины, известняки, известняки, ракушечники, известняки, ракушечники, известняки	
		Сарканы	113-205	Песчаники, глины, известняки, известняки, ракушечники, известняки, ракушечники, известняки	
	Среднеюрский	Ашк	320-348	Песчаники, известняки, известняки, известняки, известняки, известняки, известняки	
		Ашк	255-320	Песчаники, глины, известняки, известняки, известняки, известняки, известняки	Средне-Юрская
		Павлов	0-259	Мергели, известняки, известняки, известняки, известняки, известняки, известняки	
		Бадма	0-95	Известняки, известняки, известняки, известняки, известняки, известняки, известняки	
	Нижнеюрский	Калайский оффор	709-474	Песчаники, глины, известняки, известняки, известняки, известняки, известняки	Нижне-Юрская
		Среднеюрский	0-349	Алевролиты, известняки, известняки, известняки, известняки, известняки, известняки	Средне-Юрская
		Нижнеюрский	0-85	Глины, известняки, известняки, известняки, известняки, известняки, известняки	Нижне-Юрская
Кайнозой	Неоген-четвертичный	аксуйский	Трехчленный разрез: вулканогенная порода, известняки, известняки, известняки, известняки, известняки, известняки		

Рисунок 3. Сводный литолого-стратиграфический разрез

Отложения нижнеюрского возраста вскрыты только в западной части, где их мощность составляет более 85 м. В литологическом отношении представлены глинами от серых до черных, сланцеватых, с мелкими растительными включениями и серыми разнозернистыми песчаниками. Среднеюрские отложения мощностью 240...349 м представлены частым переслаиванием песчаников, глин, алевролитов, где основную массу составляет песчаная фракция. Верхнеюрские отложения вскрыты на всех площадях и представлены чередованием глин, песчаников, в кровельной части переслаиванием доломитов, известняков, песчаников мощностью 203...473 м, следует отметить что мощность отложений увеличивается в южном направлении, достигая до 746 м (Ачак). Отложения мела имеют наиболее широкое распространение и представлены неравномерным чередованием глин, песков, песчаников, алевролитов, известняков мощностью 950 м на Хорезмской моноклинали, закономерно увеличиваясь в южном направлении, где на месторождении Ачак достигают 1350 м. Характерной особенностью меловых отложения является наличие в подошвенной части пачки базальных конгломератов и гравелитов, аналог которых встречается выше в основании альбского и сенонского ярусов. Палеогеновые отложения мощностью более 500 м представлены глинами, песчаниками, известняками и мергелями, что свидетельствует о развитии трансгрессии моря. Отложения неогенового возраста представлены континентальной толщей, сложенной глинами, песчаниками, алевролитами мощностью которых 120...360 м.

По данным анализа содержания органического вещества, геохимических обстановок осадкообразования Нартаджиев Н.Н. (1983) пришел к выводу, что наиболее вероятными нефтегазоматеринскими породами могут являться среднеюрские и нижнемеловые глинистые отложения, в которых содержание органического вещества колеблется от 0,96 до 4,7%. Кроме того, не исключается латеральная миграция

углеводородов из погруженных частей Балкуинского прогиба, вверх по восстанию пластов.

В юрском разрезе по данным исследования керна и интерпретации ГИС выделены песчаные коллектора с пористостью 10-12%, достигающую в отдельных пластах до 16,2-25 % и проницаемостью около $2,6 \times 10^{-3}$ мкм². В меловом разрезе, характеризующемся высокой песчанистостью, отмечены более высокие значения пористости, значения которых составляют 10-20%, увеличиваясь вверх по разрезу до 15-25% с проницаемостью до 1 Д.

Данная территория долгое время была не задействована в геолого-разведочном процессе поскольку в результате испытания опорных и параметрических скважин не был получен признаки наличия углеводородов, однако были изучены основные параметры и признаки нефтегазовой системы. Кроме того, при изучении данной территории традиционно проводился поиск антиклинальных ловушек, а, по всей вероятности, здесь основная продуктивность будет связана с неструктурными ловушками, рациональная методика опоскования которых очень сложная и не достаточно разработана.

По данным геохимической съемки, выполненной на территории Хорезмской моноклинали были выделены два участка распространения газообразных и жидких углеводородов, частично совпадающие в центральной части [4]. При этом можно отметить, что ореолы распространения газообразных углеводородов приурочены к более приподнятой части, тогда как предполагаемые участки развития ловушек, содержащих углеводороды в жидкой фазе, к бортовым частям и участкам прогибаний (рисунок 4). Такая структура распределения указывает на влияние сложной сети тектонических нарушений, которая нуждается в детальном изучении.

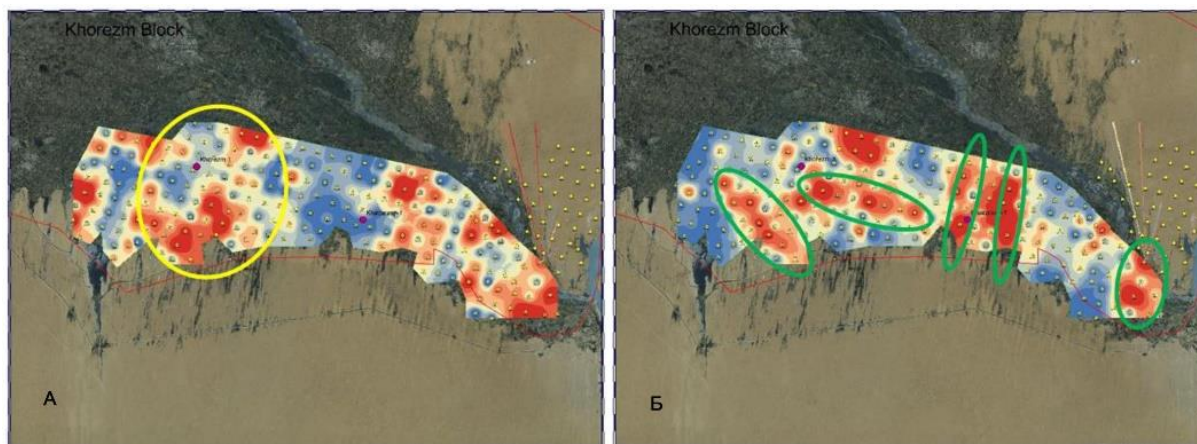


Рисунок 4. Результаты геохимической съемки (А – ореолы распространения газообразных УВ, Б – ореолы распространения жидких УВ)

Выводы

Таким образом, территория Хорезмской моноклинали может обладать диапазоном продуктивности, охватывающим юрские и меловые отложения, где имеются залежи на сопредельных территориях. Особенности геологического строения, связанные с сокращением осадочного чехла в северо-восточном направлении и воздыманием палеозойских пород, позволяют прогнозировать на данной территории антиклинальные, литологические, стратиграфические, тектонически-экранированные

ловушки, для поиска которых необходимо комплексирование геологоразведочных работ, таких как дистанционные методы, геофизические исследования, глубокое бурение и бассейновое моделирование.

Библиография

1. Крылов Н.А. и др. Закономерности размещения и поиска залежей нефти и газа в Средней Азии и Казахстане. М.: Наука, 1973, с. 121-131.
2. Мелихов В.Н. Продуктивность и потенциал газонефтеносности Амударьинского мегабассейна. М.: Геология нефти и газа, 2009, № 5, с.10-17.
3. <https://studwood.ru/1196985/geografiya/nftegazonosnost>
4. Отчет о результатах поисково-разведочных работ AGI. JOGMEC. 2017.

Результаты сравнения литофациального анализа ПТ и КТ (нижний плиоцен) площадей Гюнешли и Кяпяз в Южно-Каспийской впадине

Рзаева С.М. (Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, e-mail: rzaeva.48@mail.ru)

Аннотация

В Азербайджанском секторе Южного Каспия выделяется несколько литофациальных типов отложений продуктивной толщи (ПТ). В пределах Абшеронского архипелага отложения ПТ отнесены к абшеронского типа фациям, отличающиеся содержанием кварца, достигающим 90% и более, хорошей отсортированностью, высокой степенью окатанности зерен, слабой цементацией и повышенной песчаностью. Отражением этих особенностей являются в целом высокие коллекторские показатели пород Абшеронского нефтегазоносного района [1],[2],[3].

Эти высокого качества фильтрационно-емкостные свойства отложений продуктивной толщи, переходящей в красноцветную толщу на территории Туркмении, определяют заполняемость коллекторов углеводородами, но с учетом физического состояния отложений в зависимости от гипсометрического расположения площадей Гюнешли и Кяпяз, подтверждается преимущество в плане углеводородосодержания идентичных литофаций на площади Гюнешли перед Кяпяз ввиду того, что последняя погружена относительно первой на значительную глубину.

Ключевые слова

Гюнешли, Кяпяз, Абшерон, Южный Каспий, коллектор

Теория

Касаясь литофациальной характеристики и фильтрационно-емкостных свойств ПТ площадей Гюнешли и Кяпяз, то обобщенные результаты проведенных исследований приводятся в таблицах 1 и 2.

Как видно из представленных в таблице 1 усредненных данных о гранулометрическом составе пород ПТ, а еще более наглядно на графическом отображении этих данных в виде гистограмм распределения значений содержания в породах различных фракций, отложения ПТ на месторождении Кяпяз характеризуются относительно большим содержанием тонкопелитовой фракции в сравнении с площадью Гюнешли. Так, если на площади Гюнешли содержание песчаной фракции (фракция >0,1) в породах ПТ составляет 32,5 %, то на площади Кяпяз - 20% (Рисунок 1).

Сравнение емкостно-фильтрационных свойств (пористости и проницаемости) пород ПТ в пределах рассмотренных площадей также выявило определенные отличия (табл. 2). Так породы ПТ на площади Кяпяз в целом характеризуются относительно более низкими значениями пористости (модальные значения изменяются в пределах 8-16%), в сравнении с площадью Гюнешли (модальные значения изменяются в пределах (16-24%)

В изменении проницаемости пород наблюдается еще более контрастное отличие двух площадей [4].

Так, хотя модальное значение как на площади Гюнешли, так и на площади Кяпяз попадает в интервал менее 20 мД, в первом случае частота встречаемости этих значений составляет менее 40%, в то время как во втором – более 80% (Рисунок 2).

Таблица 1
Литологическая характеристика пород ПТ-КТ в пределах нефтегазоносных структур Гюнешли и Кяпяз

Площадь	Кол-во анализов	Гранулом. состав, %				Песч. фр. / глин. фр.
		>0,25	0,25-0,1	0,1-0,01	<0,01	
Гюнешли	72	2,7	29,8	45,8	21,7	2,6
Кяпяз	16	0,8	14,2	58,5	26,5	1,05

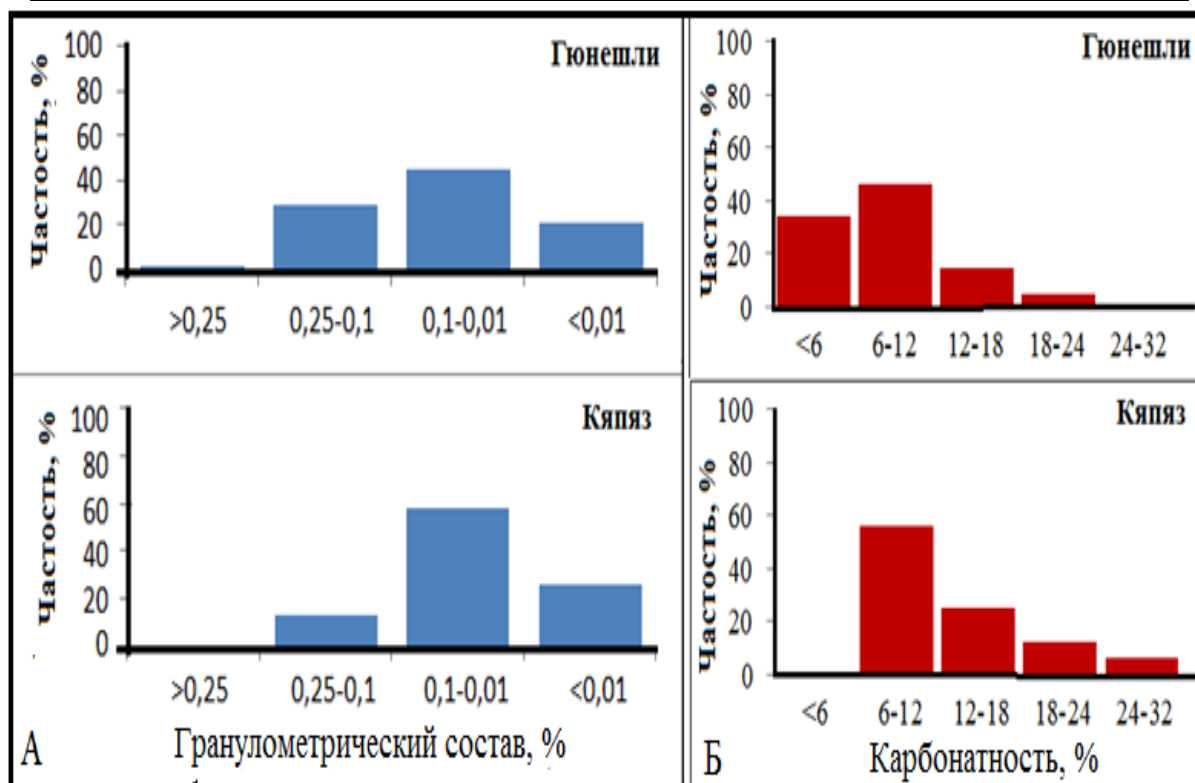


Рисунок 1. Гистограммы распределения значений гранулометрического состава (%) (А) и карбонатности (%) (Б) пород ПТ-КТ на площадях Гюнешли и Кяпяз

Таблица 2
Емкостно-фильтрационные свойства пород ПТ в пределах нефтегазоносных структур Гюнешли и Кяпяз

Площадь	Пористость*, %	Проницаемость*, мД	Карбонатность*, %
Гюнешли	70/18,3	68/60,9	47 /9,1
Кяпяз	15/15,4	15/48,8	16 /14,3

* кол-во анализов / ср. значение

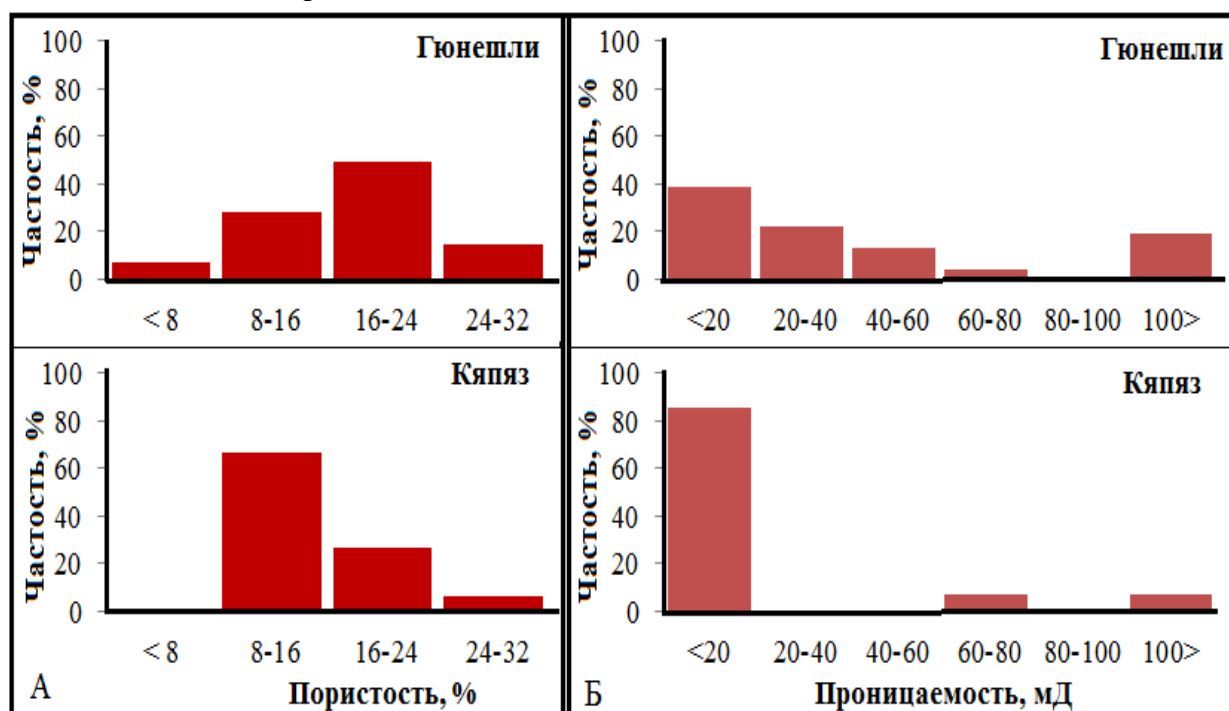


Рисунок 2. Гистограммы распределения значений емкостно-фильтрационных свойств пород ПТ-КТ на площадях Гюнешли и Кяпяз: А-пористости (%); Б-проницаемости (мД)

Выводы

В результате сравнения емкостно-фильтрационных свойств (пористости и проницаемости) пород ПТ-КТ в пределах вышеназванных площадей выявлены определенные отличия, влияющие на способность вмещать углеводороды, несмотря на то, что обе площади находятся на одной антиклинальной линии с идентичными коллекторскими свойствами, но на различных глубинах. Так породы ПТ на площади Кяпяз (гипсометрически ниже расположена), в целом, характеризуются относительно низкими значениями пористости (модальные значения изменяются в пределах 8-16%), в сравнении с площадью (гипсометрически выше расположена) Гюнешли (модальные значения изменяются в пределах (16-24%).

Библиография

1. Арефьев О.А., Захаров Е.В., Кулибакина И.Б., Мурадян В.М., Ахмедов А.Г., Нариманов А.А., Сулейманов А.И. О генетическом единстве нефтей Абшероно-Прибалаханской зоны поднятий// Геология нефти и газа.-№6.- 2002.-с.6-13
2. Бабаев Д.А., Семенович В.В. Новые представления о формировании месторождений нефти и газа в восточной части Южно-Каспийской впадины// Геология нефти и газа.- №1.- 2006.-с.12-18
3. Большой Кавказ в альпийскую эпоху.-Москва.-ГЕОС.- 2007.- 382 с.
4. Гулиев И.С., Федоров Д.Л., Кулаков С.И. Нефтегазоносность Каспийского региона.- Баку.-2009.-409 с.

***Особенности распределения УВ в карбонатных отложениях венда и кембрия
Сивцев А.И., Иванова З.Е.* (Северо-Восточный федеральный университет им. М.К.
Аммосова, ai.sivcev@empl.s-vfu.ru)***

Аннотация

В работе сделана попытка объяснения особенностей распределения залежей и зон улучшенных коллекторов в карбонатной части венд-кембрийского нефтегазоносного комплекса.

Предложены условия нефтегазоносности карбонатной части разреза Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА): формирование зоны разлома с оперяющими трещинами → циркуляция по ним агрессивных растворов с формированием вторичных трещинно-кавернозных коллекторов → вертикальная миграция и накопление УВ в образованном вторичном коллекторе.

Согласно представленной схемы образования зон улучшенных коллекторов обозначены перспективные зоны и участки недр в пределах Западной Якутии.

Ключевые слова

Непско-Ботуобинская антеклиза, венд-кембрийские отложения, карбонатный разрез, выступы фундамента, перспективы нефтегазоносности.

Теория

В настоящее время все балансовые запасы нефти и две трети газовых запасов газа Якутии приурочены к венд-кембрийским отложениям (НБА). Это порядка 650 млн. тонн нефти (извлекаемых) и более 2-х трлн. м³ природного газа. При этом достигнутая степень освоённости прогнозных ресурсов территории республики составляет в среднем 20%.

В настоящее время среди нерешенных фундаментальных проблем в НБА можно выделить особенности нефтегазоносности карбонатной части разреза венд-кембрийских отложений [1].

Вопросы нефтеносности карбонатных коллекторов НБА остаются достаточно дискуссионными. Не решен вопрос достоверного прогнозирования зон и участков улучшенных коллекторов в карбонатных отложениях. Даже на самом разбуренном Талаканском месторождении прогнозирование зон улучшенных коллекторов осинского горизонта окончательно не решен. Кроме Талаканского месторождения залежи в карбонатной части разреза венд-кембрийского нефтегазоносного комплекса известны на Верхневиллючанском, Иктехском, Отрадинском, Среднеботуобинском и других месторождениях. Последнее время получены промышленные притоки газа в ряде площадей из карбонатных отложений юряхской свиты и в пределах Предпатомского регионального прогиба.

Надо заметить, карбонатные породы верхнего докембрия и кембрия востока Сибирской платформы, даже в органогенно-обломочных литотипах, являются бескаркасными, т.е. не обладают первичной проницаемостью [2].

По нашим представлениям формирование значительных по размерам залежей углеводородов в карбонатных породах верхнего докембрия и кембрия возможно только в случае следующей последовательности процессов: *формирование зоны разлома с опережающими трещинами* → *циркуляция по ним агрессивных растворов с формированием вторичных трещинно-кавернозных коллекторов* → *вертикальная миграция и накопление УВ в образованном вторичном коллекторе*.

Перспективное направление поисков залежей нефти над высокоамплитудными выступами фундамента также укладывается вышеприведенной последовательности процессов. Принято считать, что за счет различия уплотнения терригенных пород непосредственно над высокоамплитудными выступами фундамента и по периферии формируются трещиноватые коллектора в вышележащих карбонатных горизонтах способные удерживать при благоприятных условиях УВ (рис.1) [3,4].

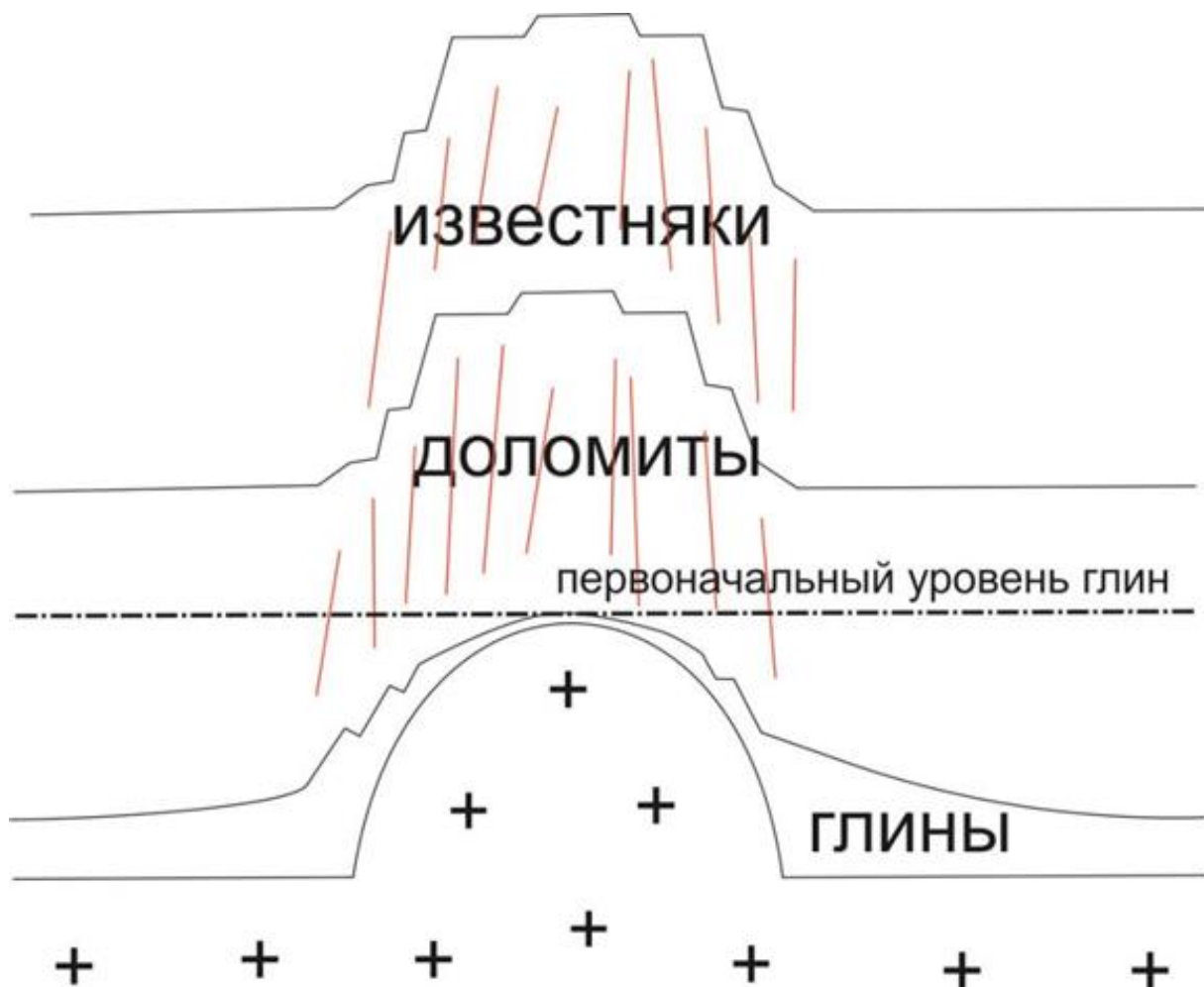


Рисунок 1. Принципиальная схема образования залежей над выступами фундамента в карбонатном разрезе

За счет уплотнения терригенных пород над высокоамплитудными выступами фундамента формируются антиклинальные ловушки с трещиноватыми коллекторами в карбонатных породах удерживающие при благоприятных условиях УВ. Именно на таких структурах, приуроченных к высокоамплитудным выступам фундамента открыты Курунгское газонефтяное и Кыттыгасское нефтегазоконденсатное месторождения на лицензионных участках ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча».

Выводы

Таким образом, существенные скопления нефти и газа в карбонатных горизонтах можно ожидать только по окраинам отрицательных структур, потому что их границы, как правило, обусловлены разломами. Это - северо-западный склон НБА, приплатформенное крыло Предпатомского прогиба, Вилючанская седловина. В более близком приближении можно ожидать залежи в юряхском горизонте вдоль западной и восточной границ Центрального блока Среднеботуобинского месторождения, по окраинам Таас-Юряхского месторождения и т.д.

В настоящее время в пределах Предпатомского регионального прогиба нефтяные месторождения в карбонатных отложениях венд-кембрийского нефтегазоносного комплекса пока не обнаружены. Тем не менее можно предположить, что в зонах сочленения Предпатомского прогиба с Непско-Ботуобинской антеклизой возможно образование залежей по предложенной схеме образования.

Библиография

1. Бурова И.А. Карбонатные коллекторы вендско-нижнекембрийского нефтегазоносного комплекса Восточной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2010. - Т.5. - №2. - http://www.ngtp.ru/rub/4/23_2010.pdf
2. Сафронов А.Ф. Зоны нефтегазонакопления на северо-востоке Непско-Ботуобинской антеклизы // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2006, № 7, с. 18-25.
3. Сивцев А.И., Иванов Е.Н. «Геологическая позиция венд-кембрийских отложений Якутии: Особенности и актуальные проблемы»/ Материалы научно-практической конференции по вопросам разведки и разработки месторождений нефти и газа на территории Восточной Сибири. – Красноярск: Научно-производственный комплекс ПАО «НК «Роснефть». 2020.
4. Сивцев А.И., Иванов Е.Н. «Перспективы открытия крупных месторождений нефти и газа в якутской части Восточной Сибири»/ Материалы научно-практической конференции по вопросам разведки и разработки месторождений нефти и газа на территории Восточной Сибири. – Красноярск: Научно-производственный комплекс ПАО «НК «Роснефть». 2020.

Выделение проницаемых интервалов по данным азимутального прибора гамма-гамма плотностного каротажа в горизонтальных скважинах

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

Аннотация

В настоящей работе автором предложены различные способы выделения проницаемых интервалов по данным азимутального гамма-гамма плотностного каротажа в горизонтальных скважинах. Рассмотрена схема реализации этих способов. Показаны результаты применения предложенных методик на примере одной горизонтальной скважины. Сделаны выводы по применимости различных способов выделения коллекторов.

Ключевые слова

Горизонтальные скважины, выделение коллекторов, азимутальные приборы, каротаж в процессе бурения, гамма-гамма плотностной каротаж

Теория

При поисках и разведке месторождений нефти и газа с помощью горизонтальных скважин встает проблема [2] выделения границ продуктивных коллекторов во вскрытых отложениях по данным геофизических исследований скважин (ГИС). Эти проблемы связаны с тем, что горизонтальная скважина пролегает параллельно напластованию, и фильтрационно-емкостные свойства вскрытых отложений могут меняться плавно. Также горизонтальная скважина может пересекать пласты под разными углами или вскрывать какие-то породы только частично.

В последнее время почти во всех горизонтальных скважинах применяются приборы, регистрирующие физическое свойство дифференциально по периметру скважины по азимуту. К азимутальным приборам относятся микросканеры (имиджеры) в процессе бурения [3, 4]. При регистрации ГГК-п азимутальными приборами появляется возможность выбора кривой плотности (рисунок 1): по средней плотности ГГК-п.ср; по плотности по нижней четверти ГГК-п.низ; по плотности по лучшему замеру ГГК-п.лучш. Это многообразие кривых обуславливает возможность выбирать одну из них для оценки коэффициентов пористости (Кп) и выделения коллекторов по граничной величине Кп.

На рисунке 1 представлена схема, отображающая 6 способов выделения коллекторов в горизонтальных скважинах, предлагаемых автором: по перечисленным кривым ГГК-п (способы 1-3) и с привлечением имиджа плотности (способы 4-6). В способах 1-3 рассчитываются коэффициенты пористости, затем по граничному значению определяется, является ли порода коллектором (песчаником) или неколлектором. Кривая по верхней четверти может использоваться для выделения коллекторов в способе 2 вместо кривой по нижней четверти на тех участках скважины, где вывалы отображаются на имидже в нижней части ствола скважины и искажают кривую ГГК-п.низ.

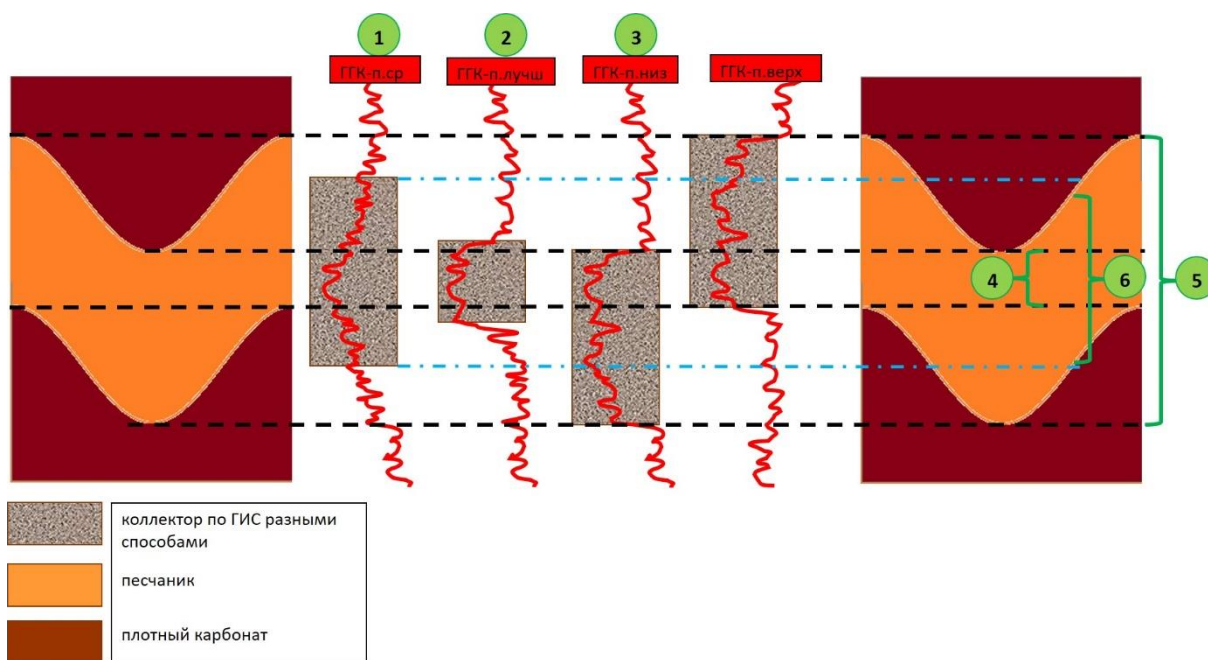


Рисунок 1. Способы выделения коллекторов в горизонтальной скважине: 1 – по пористости, определенной по кривой средней плотности (ГГК-п.ср); 2 – по пористости, определенной по кривой плотности по нижней четверти (ГГК-п.низ); 3 – по пористости, определенной по кривой плотности по лучшему замеру (ГГК-п.лучш); 4 – по полному присутствию на имидже на кванте глубины; 5 – по присутствию в любой части имиджа на кванте глубины; 6 – по стратиграфической интерпретации имиджа

В способе 4 к коллекторам будут отнесены только те интервалы, в которых песчаник вскрыт как нижней, так и верхней частями скважины. В способе 5, наоборот, к коллекторам будут отнесены все интервалы, на которых песчаник вскрыт либо нижней, либо верхней частью скважины. Это можно контролировать визуально, при помощи азимутальных кривых или при помощи статистического анализа имиджа. Для выделения коллекторов по способу 6 необходимо произвести структурный анализ имиджа плотности, чтобы определить точную глубину пластопересечений, их угол падения и азимут. Данный способ может применяться лишь как дополнительный на тех участках, где можно уверенно выделить и проинтерпретировать структурные элементы в виде синусоид на имидже. Глины, угли и плотные породы во всех способах выделяются по комплексу качественных признаков на кривых ГИС.

Согласно авторам статьи [1], способ 5 необходимо применять для целей планирования заканчивания скважины и оценки потенциала продуктивности, а способ 6 – для геологического моделирования. По мнению автора настоящей статьи, для целей достоверной интерпретации данных полного комплекса ГИС, в который входят в основном неазимутальные приборы, целесообразно применять 4й способ, так как только в интервале полного присутствия коллектора могут быть адекватно определены его фильтрационно-емкостные свойства. В качестве кривой плотности для интерпретации при этом нужно выбирать кривую ГГК-п.лучш.

На практике чаще всего выделяют коллектора по кривой плотности по нижней четверти с применением граничного K_p (способ 2) исходя из предположения о том, что в нижней части ствола детектор прибора ГГП-п наилучшим образом прижат к стенке скважины под действием собственного веса. При наличии соответствующих данных рекомендуется выбирать 3й способ по кривой лучшего замера. 1й способ по кривой

средней плотности на практике не применяется вообще из-за его низкой достоверности при пересечении границы пластов под углом.

Для реализации рассмотренных методик автором был написан скрипт для частичной автоматизации процесса выделения коллекторов. Исходными данными являются все биннинговые и иные кривые плотности, полученные при помощи азимутального прибора ГГК-п.

На рисунке 2 представлен комплекс ГИС, зарегистрированный в процессе бурения горизонтальной скважины, в том числе данные азимутального ГГК-п (кривые плотности средней, по нижней и верхней четвертям и по лучшему замеру, расчетный каверномер (dc), а также имидж плотности). В правой части планшета – 6 литологических колонок (коллектор – неколлектор), полученных по способам 1-6.

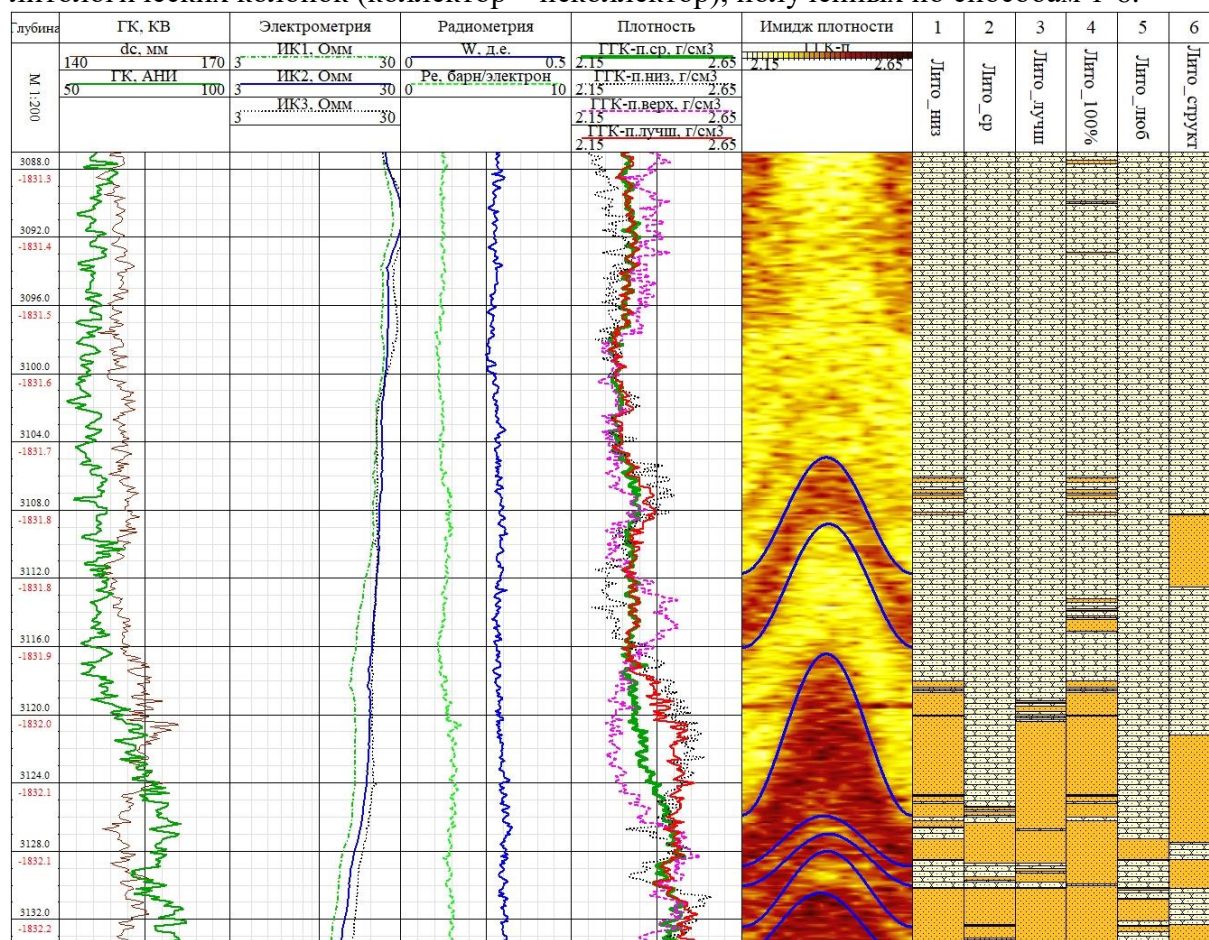


Рисунок 2. Выделение коллекторов в горизонтальной скважине способами 1-6

На тех участках скважины, где пласт коллектора или неколлектора вскрыт целиком, все кривые плотности (ГГК-п.ср, ГГК-п.низ, ГГК-п.верх, ГГК-п.лучш) сходятся между собой при условии, что диаметр скважины (dc) близок к номинальному (152.4 мм). На тех участках скважины, где одновременно вскрыты породы разной плотности или наблюдается значительное увеличение диаметра скважины, кривые плотности начинают расходиться и в зависимости от условий в скважине могут отличаться значения всех 4х кривых или только некоторых между собой.

Границы коллекторов, определенные шестью способами, практически никогда не будут совпадать, но на участках скважины, где вскрыта только одна горная порода,

литологические колонки будут одинаковы (отличаясь лишь границами этой породы). Границы пород могут совпадать попарно между отдельными методами, например, между 3м и 4м на одних участках и 3м и 5м на других. Это зависит от взаимного расположения скважины и пород разной плотности в пространстве. Сильнее всего литологические колонки будут отличаться в интервалах частичного вскрытия пласта.

Коэффициенты вскрытия, рассчитанные по разным литологическим колонкам, могут отличаться весьма значительно там, где скважина вскрывает неоднородный коллектор, маломощный пласт или пересекает много стратиграфических границ, или практически не отличаться, если литологическая изменчивость пород невелика.

Автор рекомендует в горизонтальных скважинах рассчитывать «оптимистичный» коэффициент вскрытия по методу 5 и «пессимистичный» по методу 4, даже если в качестве принятого метода выделения коллекторов используется какой-то другой. Это позволит надежно планировать дальнейшие работы в скважине и на месторождении.

Выводы

1. В горизонтальных скважинах на разных участках ствола при интерпретации можно использовать разные кривые ГГК-п.
2. Необходимо выбирать те или иные способы выделения продуктивных интервалов в зависимости от поставленной цели, при этом обосновывая свой выбор.
3. Рекомендуется применять различные способы выделения коллекторов в одной скважине и проводить сравнительный анализ полученных результатов.
4. Чем больше неоднородность разреза, тем сильнее отличаются мощности коллекторов, определенные разными способами.

Библиография

1. Бокарёв А. Ю., Мингазов А. Н., Исмагилов А. Т. Трёхмерный анализ данных ГИС в горизонтальных скважинах на примере неокомских отложений Западной Сибири. SPE-182087-RU.
2. Практические аспекты интерпретации данных ГИС в горизонтальных скважинах. А.В. Чашков (ОАО «НОВАТЭК»), Е.В. Шкунов (ООО «НОВАТЭК НТЦ»), Е.И. Черепанова (ООО «НОВАТЭК НТЦ»), К. Ежов (Шлюмберже). Техническая конференция SPE «ПЕТРОФИЗИКА XXI: Навстречу новым вызовам». 06 – 07 июня 2016, Петергоф, Россия.
3. Сребродольская М. А. Особенности проведения каротажа в процессе бурения горизонтальных скважин для оценки фильтрационно-емкостных свойств горных пород // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. Сборник научных статей по проблемам нефти и газа. № 1/294, 2019. с. 45-57
4. Сребродольская М. А., Фёдорова А. Ю., Фролов В. М. Применение азимутальных приборов в процессе бурения горизонтальных скважин. ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ XII ВСЕРОССИЙСКАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России» 12-14 февраля 2018 г. Москва, 2018 г. «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина».

**Новые данные об углях на севере Енисей–Хатангского прогиба
Стукалова И.Е.* (Российский Государственный Геологоразведочный Университет,
Геологический институт РАН, e-mail: iestukalova@mail.ru), Журавлев А.Н.
(Российский Государственный Геологоразведочный Университет, ФГБУ
«Гидроспецгеология», e-mail: zhuravlev@geomonitoring.ru)**

Аннотация

Получены новые данные по проявлениям бурого угля в северной части Енисей-Хатангского прогиба (район оз. Таймыр). Этот регион в последнее время неизменно привлекает к себе внимание геологов и нефтяников в связи с перспективной оценкой нефте-газоносности данной территории.

Целью исследования являлось изучение литологических особенностей пород и вещественно-петрографического состава углей нового перспективного района Енисей-Хатангского прогиба на севере России.

Для изучения серии образцов углей и вмещающих пород был применён комплекс геологических, литологических и петрографических методов исследования.

В результате детально охарактеризованы литологические особенности пород и изучен вещественно-петрографический состав углей. В спорово-пыльцевом комплексе из изучаемых отложений определены доминирующие ассоциации по преобладанию двухмешковой пыльцы хвойных *Disaccites (Pinaceae)*. На основании этого установлен возраст пород бегичевской свиты, как относящийся к альбскому и сеноманскому ярусам нижнего–среднего мела.

Ключевые слова

Уголь бурый, витринит, меловые отложения, гелефикация, альбский ярус, сеноманский ярус, бегичевская свита, оз. Таймыр, Енисей–Хатангский прогиб.

Теория

Работа посвящена актуальной проблеме угленосности меловых отложений северной части Енисей-Хатангского прогиба. Проявления бурых углей, локализованные в альб–сеноманских отложениях района оз. Таймыр, принадлежат Таймырскому бурогольному району. В этом районе в 30–50 км известно ещё шесть проявлений углей в альб-сеноманских и турон–коньякских разрезах мела. Четыре, наиболее крупные из них, расположены на северном и южном берегах оз. Таймыр, два – южнее, во впадинах рек Биска и Ямутарида.

Проявления углей на севере оз. Таймыр приурочены к альбским отложениям нижнего мела и представлены светло-серыми тонкозернистыми и среднезернистыми песками и песчаниками с редкими прослоями и линзами алевритов, конкрециями сидерита, гальками глиен. Бурый уголь в виде крошки, отдельных прослоев и пропластков встречается практически по всему разрезу. Залегание угольных прослоев горизонтальное. Мощность прослоев чаще всего невелика: от 0,1 до 0,5 м, но иногда они достигают 1 м, особенно в верхней части разрезов.

Проявления на южном берегу оз. Таймыр (мыс. Депту-Мала) залегают среди светло-серых алевритов, зеленовато-серых глиен и песков и представлены многочисленными прослоями (мощностью 0,1–0,15 м) бурого угля; один из пластов

имеет мощность около 1 м. В совокупности с двумя ближайшими прослоями он образует пласт сложного строения, общей мощностью ~ 1,5 м.

Проявления, расположенные южнее, установлены в альбских и турон–коньякских отложениях. Для них характерны угольные прослои небольшой мощности (от 0,1 до 0,5 м) и присутствие многочисленных тонких пропластков и линз песчанистого материала (нередко до 50% от объёма пласта).

Почти все угли относятся к классу гелитолитов. Преобладающими типами являются липоидно-фюзинито-гелиты и липоидо-фюзинито-гелититы [5].

Технологический анализ углей показывает (судя по выходу летучих) примерно одинаковую степень метаморфизма; угли являются переходными от бурых к каменным. По качественным показателям (важность 9–13 %, зольность 6–19 %, выход летучих – 33–60 %, теплота сгорания 19,17–30,51 МДж/кг) хорошо сопоставляются с углями правобережья р. Хеты и устья р. Хатанги [2].

В Таймырском буроугольном районе запасы угля могут быть значительны. На изученной площади наибольший интерес представляет северный борт озера Таймыр, где в двух проявлениях выявлены угольные пласты промышленной мощности.

По локальным выходам меловых пород, распространенных на площади около 2000 км² в районе озера Таймыр, изучена серия разрезов альб–сеноманских отложений. В двух разрезах бегичевской свиты выявлены тонкие пласты и небольшие линзы углей, это точки на карте Т1 и Т2 (рисунок 1).

Т. 1 находится в верховье руч. Незаметный (правый приток р. Боотанкага), на крутом склоне водораздела с абс. отм. 156,0, в 0,6 км юго-западнее этой отметки (рисунок 1). В естественном обнажении детально изучены литологические особенности пород и углей.

Образец № 2103/9 (Т1) представляет собой гелефицированные спрессованные древесные остатки. Образец хрупкий, отчетливо выделяется раковистый излом, цвет чёрный, черта коричневая. При микроскопическом изучении образца в проходящем свете наблюдаются крупные фрагменты гелефицированных, слабо измененных гумусовых растительных тканей. Преобладают гелефицированные микрокомпоненты светло-коричневого и тёмно-коричневого цвета, слабо разложенные, представленные структурным и бесструктурным витринитом. Мелкие фрагменты, вероятно, более окисленные, тёмно-коричневого цвета представлены гелинито-фюзинитом. Наблюдается отчетливо выраженное волокнистое строение, клеточные полости вытянутые или изометричные, стенки клеток слегка набухшие. Практически все клеточные полости заполнены карбонатным материалом, скорее всего, сидеритом. Встречаются крупные и мелкие неокатанные зёрна кварца. Вероятно, это начальный процесс гелификации, изменения растительных остатков в водной, слабопроточной, среде без доступа кислорода, без длительных переносов растительного материала и при быстром опускании области торфонакопления.

Величина отражения витринита в образце угля 2103/9 составляет $R_o=0.52\%$ (0,5152), что соответствует стадии изменения бурых углей, технологических групп (марок) 2Б–3Б, [1].

Т. 2. находится в нижнем течении р. Дюнтатурку-Яму на её правом берегу, в 11 км от устья. Крутой береговой обрыв высотой 14 м, расположенный в 40 м от уреза воды, сложен бегичевской свитой (K1-2bg) альб-сеноманского возраста, представленной: светло-серыми и коричневатыми песками тонкозернистыми, пестроцветными мелко- и среднезернистыми, косослоистыми, с конкрециями сидерита, гнёздами глин, прослоями и линзами угольной крошки и угля (рисунок 1).

Образец № 2109/15, отобранный из прослоя 11 в Т.2, представлен полугелефицированной древесиной, прослой по 0,5 – 1,0 см, чередуются более или менее измененная древесная ткань. Отмечаются внутренние секреторные выделения. Древесная ткань с хорошо выраженной телинитовой структурой (отчетливо прослеживается структура растительной ткани). Образец тёмно-коричневого до чёрного цвета, есть и окисленная древесная труха. Цвет черты коричневый. Из микрокомпонентов присутствует семигелифюзинит, который расщепляется на мелкие вытянутые осколки и щепки. Иногда по краям гелефицированных тканей встречаются желтые вкрапленники, похожие на смолу или кутикулу, как бы повторяющие контуры растительных тканей, возможно суберинит (кора). Отмечаются желто-оранжевые выделения (иногда рыхлые) в самой древесине – секреторные выделения наподобие смолы. Минеральная примесь, скорее всего, глинистая (каолинит). Вмещающие отложения – песок, нелитифицированный.

В шлифе 2109/15 по краям фрагментов растительных гумусовых тканей видно, что это гелефицированное вещество, находится на начальном этапе преобразования. Гелефицированное вещество в основном однородное, иногда комковатой структуры, темно-коричневого цвета. Среди микрокомпонентов можно отметить структурный и бесструктурный витринит, ксиленит и резинит. Большая часть – структурный комковатый витринит и резинит. Витринит темно-коричневого цвета. Выделяются крупные полосы смолы ярко-желтого цвета (резинит), в скрещенных николях резинит анизотропен.

В образцах 2109/15 и 2109/16 (Т2) были измерены величины отражения витринитов с целью уточнения стадии изменения бурых углей и получения количественных характеристик их качества. Величины отражения витринитов в образцах № 2109/15 и 2109/16 составляют $R_o = 0,32\%$ (0,3158) и $R_o = 0,48\%$ (0,4791), стадии изменения 1Б-2Б. Результаты показывают, что по показателю отражения витринита данные образцы относятся к бурым углям [1, 4, 7].

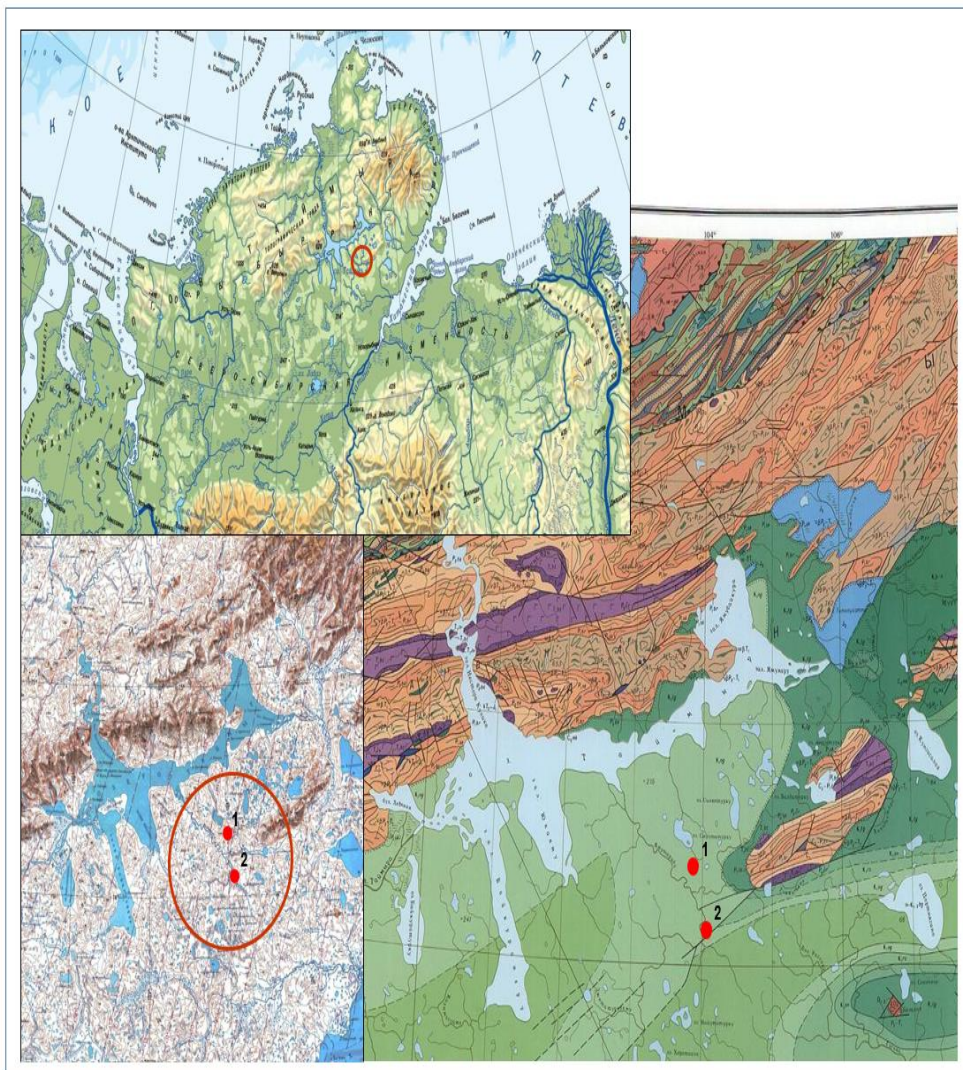


Рисунок 1. Расположение разрезов альб–сеноманских песков бегичевской свиты (K1-2bg) по материалам ГГК-1000/2 (новая серия), S-47–49[3]

Выводы

1. Получены новые данные по проявлениям бурого угля в северной части Енисей-Хатангского прогиба в районе оз. Таймыр, важного региона для поисков новых источников углеводородного сырья.

2. Впервые проведены углепетрографические исследования для углей бегичевской свиты, в результате чего определены технологические группы (марки) углей и оценен микроэлементный состав пород и золы углей. В работе были измерены величины отражения витринитов с целью уточнения стадии изменения бурых углей и получения количественных характеристик их качества. Величины отражения витринитов (R_o) составляют от 0.32% до 0.52%, что соответствует стадиям изменения бурых углей, технологическим группам 1Б-3Б.

3. Впервые точно установлен стратиграфический возраст вмещающих отложений по споро-пыльцевому комплексу. На основании спорово-пыльцевых комплексов

установлен возраст пород бегичевской свиты, относящийся к альбскому и сенманскому ярусам нижнего–среднего мела.

Благодарности

Работа посвящается 100-летию геолога-угольщика, выпускника МГРИ; Заслуженному геологу РСФСР Евгению Васильевичу Терентьеву, исследователю Донецкого, Печорского, Южно-Якутского и Таймырского угольных бассейнов [6].

Библиография

1. Авгушевич И. В., Сидорук Е. И., Броневец Т. М. Стандартные методы испытания углей. Классификации углей. М.: «Реклама мастер», 2018. 576 с.
2. Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР. Т.12 – М.: Недра, 1978. 395 с.
3. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1: 000 000. Лист S-47-49 - оз. Таймыр. Объяснительная записка. СПб. Изд-во ВСЕГЕИ, 1998.
4. Еремин И.В., Броневец Т.М. Марочный состав углей и их рациональное использование. М.: Недра, 1994.254 с.
5. Петрографические типы углей СССР. Под ред. А.А. Любер. М.: Недра, 1975.248 с.
6. Российская геологическая энциклопедия. Приложение. –М.-СПб: Изд-во ВСЕГЕИ, 2014. 496 с.
7. Стукалова И. Е., Сыкорова И., Мах К. Петрографические типы бурых углей. Геология и разведка. М. 2012, стр.27-33.

Применение электроразведки методом несимметричного многоэлектродного зондирования в Ферганской впадине
Урмонов А.Х. (АО «Узбекгеофизика», urmanov_50@mail.ru), Дадажонов А.Д. (АО «Узбекгеофизика», urmanov_50@mail.ru)*

Аннотация

В статье авторами предложен способ электроразведки методом несимметричного многоэлектродной установки зондирования, при поисках перспективных структур на нефть и газ в Ферганской межгорной впадине. Подробно описаны состав и конструкция установки, а также методика съемки.

Ключевые слова

Электроразведка, Ферганская впадина, несимметричное зондирование, питающая линия, приёмная линия, электроды заземления.

Теория

В Ферганском нефтегазоносном регионе Узбекистана при поисках перспективных объектов на нефть и газ издавна применяются различные методы электроразведки, в комплексе с данными сейсморазведки опробованы различные модификации, в частности, ВЭЗ, ДЭЗ, ЗСБ, ССП, ЧЗ-ВП, ВЭЗ-ВП, МТЗ и другие. В результате многолетними электроразведочными работами выявлено и уточнено глубинное строение множества структур, таких как Чустпап, Кассансай, Наманган, Аууваль, Ханкиз, Супетау, Абдусамат, Зап. Коканд, Юж. Наманган, Гурумсарай и др [1,3,4].

В Ферганской впадине все виды геофизических работ проводятся в условиях «культурной» зоны, т. е. все участки работ осложнены множеством ирригационных сооружений, хлопковых полей и других сельхозкультур, проселочных дорог, поселки и кишлаки, интенсивным движением сельхозмашин и других видов транспорта. В условиях высокого фона помех и сложных поверхностных условий многократные размоточно-смоточные работы кабелей, установки электродов и других видов работ приводит к потере рабочего времени, износу полевого оборудования, снижению качества получаемых информации.

Учитывая вышеуказанные факты, предлагается усовершенствованный способ несимметричного многоэлектродного зондирования, с целью повышения производительности труда, повышения качества полевых материалов и снижения стоимости работ.

Основы метода несимметричного многоэлектродного зондирования.

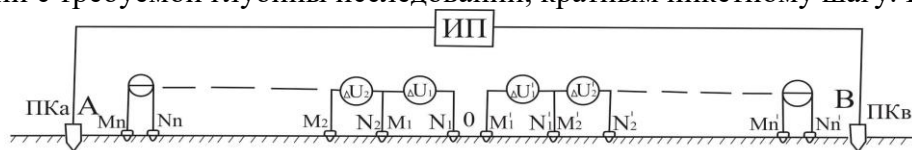
На практике в нефтегазопроисловых электроразведочных работах, часто применяется четырех электродная симметричная установка состоящая из питающей линии с электродами заземления А и В, и между ними приемная линия с электродами М и N. Зондирования с этой системой начинают с малым разносом АВ и измеряют разности потенциалов ΔU , затем, не меняя положение центра установки, увеличивают разнос АВ, увеличивая тем самым, расстояние между питающими и приемными электродами и,

вновь, измеряют ΔU и т.д.. Размер приемной линии при увеличении разноса АВ может быть увеличен, если измеряемый сигнал на предыдущем разносе АВ приблизился к минимально допустимому [Матвеев Б.К, 1990; Якубовский Ю.В, 1980].

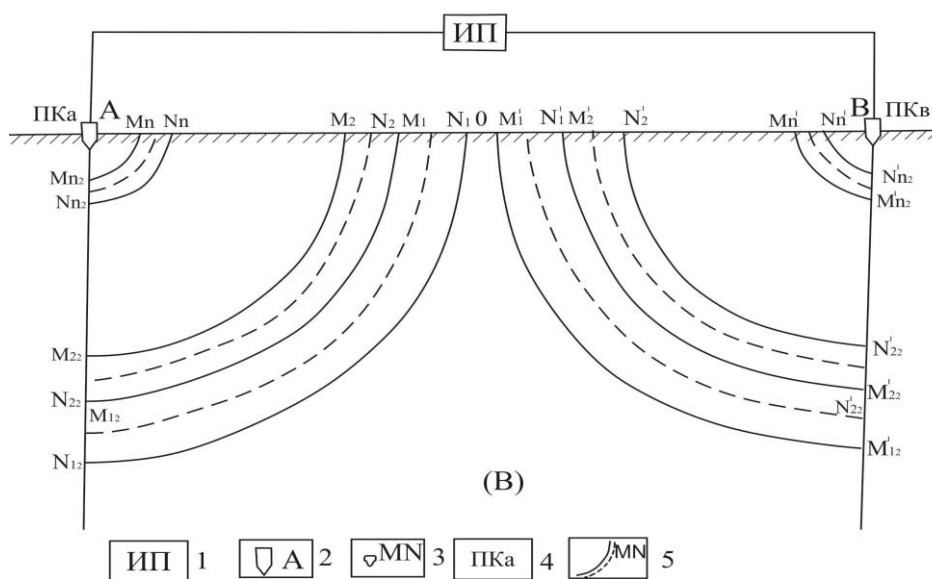
Частным случаем четырех электродной установки является установка Веннера, в которой $MN = \frac{1}{3}AB$ [2]. Недостатком которой является необходимость многократно (до 9 раз) менять размер АВ, соответственно и их заземления.

На рис.1а приведена схема предлагаемой несимметричной многоэлектродной установки зондирования. В состав установки входят источник питания – ИП, приборы для измерения ΔU , питающая линия с фиксированными электродами заземления А и В, и приемные линии с электродами заземления М и N.

Длину питающей линии АВ выбирают равной максимальному разносу, в соответствии с требуемой глубины исследований, кратным пикетному шагу. Поэтому,



(А)



(В)

Рисунок. 1. Схема установки и распределения эквипотенциальных линий электрического поля.

А-схема установки несимметричного многоэлектродного зондирования с фиксированными электродами питания;

Б - распределения измеряемых эквипотенциальных линий в земле; 1-источник питания;

2-питающий электрод; 3-измерительный электрод; 4-точка расположения электрода;

5-схема распределения эквипотенциальных линий

электрического поля в земле.

если электрод А заземляют в пикете ПК- а, то электрод В будет заземлен в пикете ПК- в. Например, при АВ=200 м и пикетном шаге 250 м электрод А заземляют в ПК1 и электрод В в ПК9.

Межэлектродное расстояние АВ в точке «0» (ПК5) разделяют на два равных А0=0В участка. На каждый участок устанавливают «n» количество приемных линий с электродами заземления MN. «n» принимается равным количеству разносов АВ предусмотренных стандартам для осуществления нормального зондирования. Длины приемных линий M1N1 и M1'N1' максимальные, так как соответствуют максимальному разносу, а длины приемных линий MnNn и Mn'Nn' минимальные, как соответствующие минимальному разносу АВ. Количественные длины MN рассчитывают из условия получения разности потенциалов ΔU между приемными электродами достаточными для измерения их с требуемой степенью точности.

Эквипотенциальные линии электрического поля в земле показаны на рис. 1б, в виде концентрических четвертей окружностей. Измерительный прибор измеряет разности потенциалов поочередно, измеряется в каждой приемной линии. Например, электроды M1N1 приемной линии снимают потенциалы эквипотенциальных линий M1M12 и N1N12 электроды M2N2 снимают потенциалы эквипотенциальных линий M2M22 и N2N22 и электроды MnNn снимают потенциалы эквипотенциальных линий MnMn2 и NnNn2 (здесь индекс «2», например в M12 означает, что данная точка находится в глубине земли, где эквипотенциальная линия пересекает ось заземления и т.д.). Штриховые четверти окружности являются линиями записи для каждой приемной линии MN. Они показывают, что множество точек записи от дневной поверхности до самой глубокой точки в земле, в которых ΔU и, соответственно, сопротивление r_k принимаются равными.

Как видно из рис. 1б с удалением MN от центра «0» и приближением к электродам заземления А или В глубинная точка записи (место пересечения линии записи с осью заземления) поднимается к дневной поверхности.

Из вышеизложенного можно заключить, что несимметричная многоэлектродная установка с фиксированными электродами заземления питающей линии на одной стоянке позволяет снять и построить кривую зондирования, т.е. зависимость $r_k = \frac{\Delta U}{I}$ куст (куст – коэффициент установки) [2] от разносов для пикетов ПКа и ПКб (например для ПК1 и ПК9).

Выключив ИП, после исчезновения зондирующего тока, соответственно созданного им поля в земле, приемные линии изменяют разность потенциалов вызванной поляризации $\Delta U_{вп}$ и построят кривую зависимости $\eta = \frac{\Delta U_{вп}}{\Delta U} 100\%$ от разносов. Затем, установку передвигают на один пикетный шаг и производят зондирование для следующих двух пикетов.

Выводы

Таким образом, применение предлагаемого способа зондирования позволяет повысить производительность труда более чем в два раза и, за счет устранения многократной смотки, намотки и транспортировки катушек питающей линии, снизить стоимость одной ф.т. в два раза. Дифференцированное изучение поляризационных явлений позволяет ориентировочно судить о месте нахождения многокомпонентной

среды, которая является очагом образования объемных зарядов-источников вызванной поляризации, и, в конечном итоге, повысить эффективность проводимых электроразведочных работ на нефть и газ.

Библиография

1. Зуннунов Ф. Х., Зильберштейн М.Б. и др. Глубинное геологическое строение Ферганской межгорной впадины и его изучение геофизическими методами. Ташкент 1973.-5-12с.
2. Матвеев Б.К. Электроразведка. 2-е изд. М: Недра 1990. – 368с.
3. Урмонов А.Х., Алиев С.А., Дададжанов А.Д. Использование электроразведки для поисков нефти и газа в условиях Центральной Ферганы. Материалы международного научно-практического конференции «Теоретические и практические аспекты нефтегазовой геологии центральной Азии и пути решения современных проблем отрасли». Ташкент-2009. С. 88-90
4. Урманов А.Х. Фациальный анализ кайнозойских моласс по материалам электрических сопротивлений (ρ_k). Материалы международного научно-практического конференции «Теоретические и практические аспекты нефтегазовой геологии центральной Азии и пути решения современных проблем отрасли». Ташкент-2009. С. 82-84.

Структурно-геодинамические предпосылки нефтегазоносности палеозойских и палеогеновых отложений в пределах впадины Чджин (Чджинский блок нефтяного месторождения Шэнли, бассейн залива Бохай) Цю Шичжэ* (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, 454875376@qq.com)

Аннотация

Приведены результаты выполненного комплексного анализа особенностей геологического строения, нефтегазоносности и тектонической эволюции впадины Чджин за архейско-четвертичный период.

Рассмотрены структурно-геодинамические предпосылки закономерного пространственного размещения залежей нефти в пределах изучаемой впадины, которые рекомендовано использовать для обеспечения поддержки поисково-разведочных работ в пределах Чджинского блока гигантского нефтяного месторождения Шэнли, расположенного в бассейне залива Бохай.

Ключевые слова

Впадина, геологическое строение, тектоническая эволюция, нефтегазоносность.

Теория

Геолого-геофизическая изученность. Геофизическая изученность впадины Чджин достигла плотности 600м×600м двухмерной сейсмической сети, а трёхмерные сейсморазведочные работы охватили территорию площадью 620 км². Здесь пробурено более 400 скважин, из них 70% скважин вскрыли нефтяные пласты нефти, средняя плотность разведочных скважин составляет 0,17/км², к настоящему времени уже открыто девять нефтяных месторождений.

Вместе с тем, степень разведки и изученности впадины Чджин существенно ниже по сравнению с соседними одноранговыми впадинами (Дунин, Хуминь, Чжаньхуа), также осложняющими крупную впадину Цзиян (часть гигантского нефтяного месторождения Шэнли): значение соотношения доказанных запасов и объемов ресурсов углеводородов по соседним впадинам составляет 40-50%, по впадине Чджин – всего 28% [1]; объемы прогнозных ресурсов нефти впадины Чджин составляют более $4,6 \times 10^8$ т, что имеет большой разведочный потенциал [4].

Особенности геологического строения [2]. Впадина Чджин (структура 2-го порядка) осложняет северо-восточную часть крупной впадины Цзиян (структура 1-го порядка) в бассейне залива Бохай (рис. 1, вставка). С трех сторон она ограничена выступами Чэнцзыкоу, Цинюнь и Ихэчжуан, на востоке – примыкает к впадине Чжанхуа.

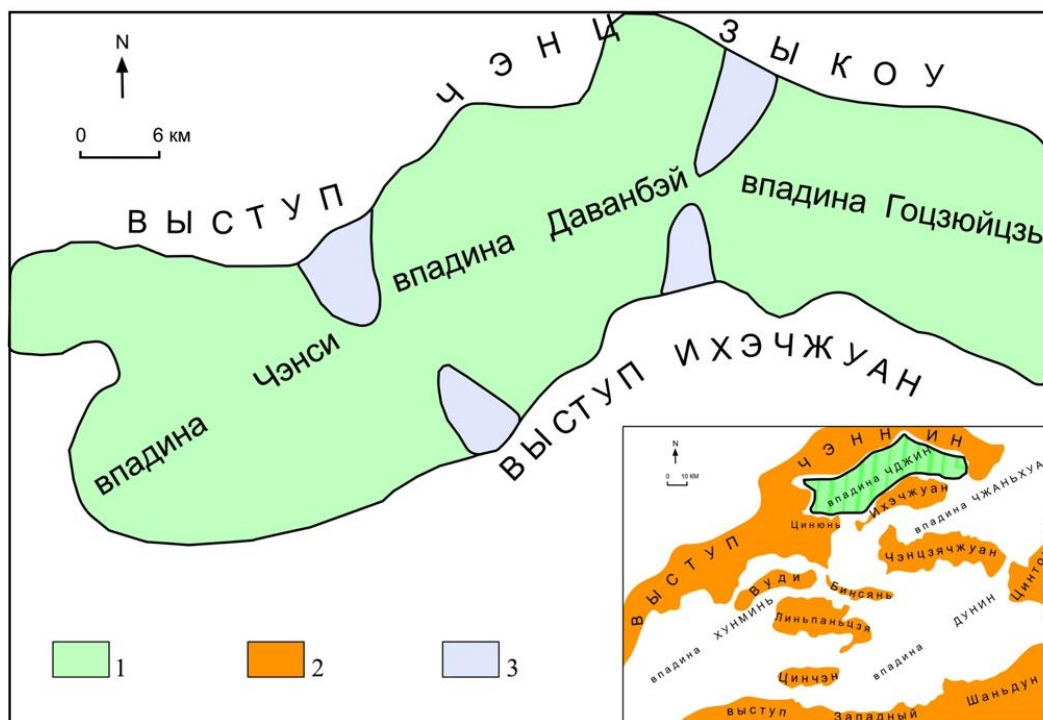


Рисунок 1. Местоположение (на вставке) и районирование впадины Чэньцзинь. Условные обозначения: 1-впадина Чэньцзинь, 2-выступ, 3- структурный нос.

Впадина Чэньцзинь имеет сложное строение: осложнена тремя глубокими и вытянутыми впадинами (3-го порядка) – Чэнси, Даванбэй и Гоцзюйцзы, разделенные между собой структурными носами (рис. 1); имеет асимметричное строение – северный борт более крутой и узкий и сложнопостроенную разломную систему (рис. 2).

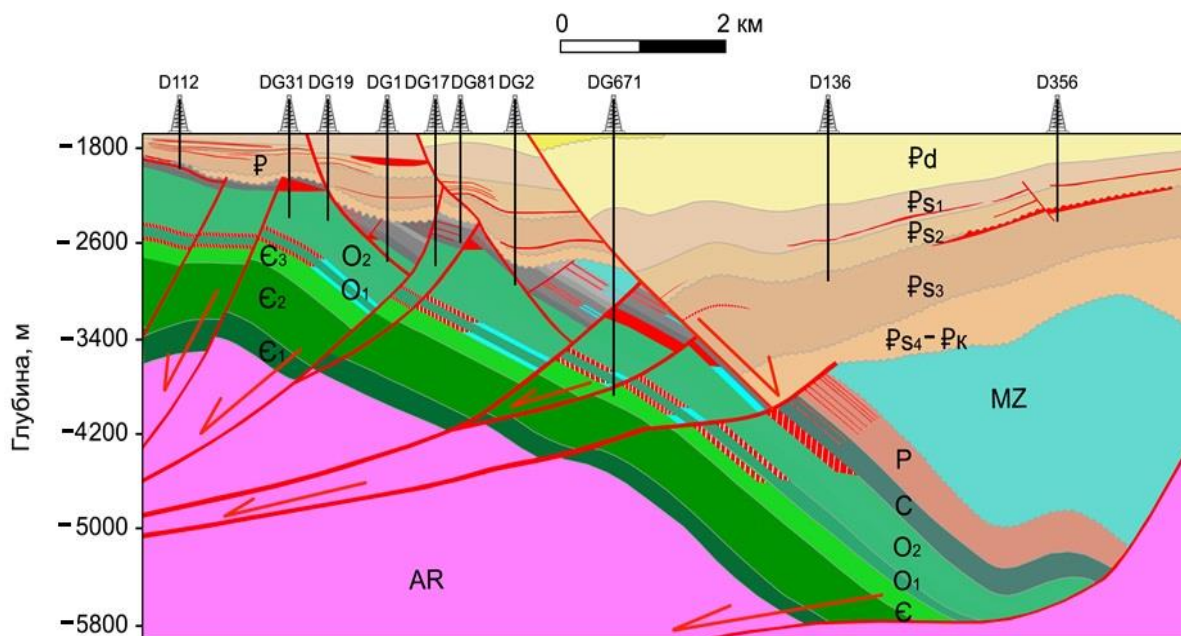


Рисунок 2. Геолого-геофизический разрез, поперек секущих впадину Даванбэй.

Разломная система в пределах впадины Чэньцзинь включает разломные системы, различающиеся по времени образования, простиранию (преобладают северо-западная и северо-восточная), типу разрывных нарушений (сбросы, сбросо-сдвиги, надвиги),

степени исторической и новейшей тектонической активности (амплитуда смещения по древним сбросам – до 1-1,5 км, по молодым сбросам – до 4 км).

Основные события в тектонической эволюции изучаемой территории. На протяжении истории геологического развития территория впадины Цзиян, в том числе территория впадины Чджин, пережила пять крупномасштабных кардинальных тектонических изменений, вызванных изменениями направления горизонтальных сдвижений земной коры (движение Фупин, движение Тайшань, движение Индокитая, движение Яньшань и движение Гималаев) [5], с чем связаны серьезные перерывы в осадконакоплении и структурные перестройки, нашедшие отражение в современном сложном блоковом геологическом строении региона.

Наиболее сложным в тектоническом отношении является допалеогеновый разрез впадины Чджин (рис. 2). Отмечаются существенные различия в характеристике разломов, образованных в допалеогеновое и палеогеновое-четвертичное время (образованы в результате разнонаправленных тектонических сдвижений).

В истории тектонического развития территории впадины Чджин выделяется три этапа [3]:

архейско-протерозойский этап (в архейский период – под влиянием движения Фупин формирование кристаллического фундамента, который в протерозойский период времени был поднят и размыв из-за движения Тайшань),

палеозойский этап (в раннекембрийский период район Чджин находился в стадии денудации, отсутствует горизонт Фуцзюньшань; в позднекембрийский – подвергся трансгрессии и отложились морские карбонатные породы; позже под влиянием движения Индокитая образовались и подверглись денудация складки, образуя параллельный контакт несогласия между средними отделами каменноугольной и ордовикской системами,

мезозойский этап: под влиянием движения Яньшань вся территория Чджин была поднята, что привело к сильной денудации мезозойских отложений, только в восточной части впадины сохранился горизонт Фанцзы толщиной 980 м; начиная с палеогена, под влиянием Гималайского движения, бассейн Бохайского залива продолжал расширяться, а территория впадины Чджин претерпела ряд структурных изменений, которые прошли в три этапа:

1) в период начала отложения пачки Ш-4 (горизонт Кундянь – горизонт Шахэцзе) разлом Чэннань на севере начал интенсивное движение, рифтовая активность усилилась и впадина Чджин проявилась как протяженный полуграбен с асимметричной структурой заполнения бассейна (крутой северный и пологий южный борта);

2) в период отложения пачек Ш-3 и Ш-2 (горизонт Шахэцзе) – стадия активного рифтогенеза впадины Чджин, активен разлом Чэннань, в это время образовано большое количество разломов северо-восточного простирания, некоторые – северо-западного и субширотного простирания;

3) в период отложения пачки Ш-2 (горизонт Шахэцзе – горизонт Дунин) впадина Чджин вступила в стадию депрессии, где активность пограничных разломов ослабла, в

центре бассейна накоплена мощная толща отложений, толщина которых сокращается на северном и южном бортах впадины.

В течение неоген-четвертичного периода (горизонты Гуантао и Минхуачжэнь) активность разломной системы на всей территории бассейна была слабой.

Особенности нефтегазоносности впадины Чджин. Регионально нефтегазоносными являются отложения палеозойского и палеогенового возраста. Залежи нефти – тектонически экранированные (рис. 2), сконцентрированы на южных бортах впадин 3-го порядка и разделяющих их структурных носсах, связаны с коллекторами трещинного и порово-трещинного типа. Судя по плотности, нефти средние и тяжелые.

Выводы

1. В пределах впадины Чджин в историческое и новейшее время:
 - неоднократно происходили значимые тектонические реконструкции, связанные с изменением вектора тектонических напряжений в земной коре в регионе и разнонаправленными тектоническими сдвигами земной коры;
 - создавались структурно-геодинамические и геофлюидодинамические условия, благоприятные для формирования структурных ловушек углеводородов, формирования и длительной сохранности промышленных скоплений углеводородов.
2. Результаты настоящего исследования рекомендуется использовать для обеспечения поддержки поисково-разведочных работ в пределах Чджинского блока нефтяного месторождения Шэнли.

Благодарности

Автор выражает искреннюю благодарность своему научному руководителю – профессору Касьяновой Наталье Александровне, за научные консультации и полезные советы.

Библиография

1. Lin Liping. The structural process of Cenozoic basin forming and oil accumulation in the Chezhen Sub-Depression of the Bohai Bay Basin and destruction of the North China Craton. Ocean University of China, 2010, P. 1-68.
2. Ma, B.B., Cao, Y.C., Eriksson, K.A., et al., 2017a. Depositional and diagenetic controls on deeply-buried Eocene sublacustrine fan reservoirs in the Dongying Depression, Bohai Bay Basin, China. Mar. Pet. Geol. 82, 297–317.
3. Qing Yanbin. Research on Sedimentary microfacies of Es2 in Dawangzhuang Oil Field Chezhen Depression. China University of Petroleum (East China), 2015, P. 1-76.
4. Zhang Jiazhen, Bi Caiqin, Wang Xinfeng, et al., Petroleum and Oil Geology and Exploratory Prospect of Chezhen Sag, OFFSHORE OIL, 2005, 25(4), P. 6-10.
5. Zhang Lin, Wu Zhiping, Li Wei, et al. Research on the Extensional Transfer Structures in the Jiyang Depression. Geotectonica et Metallogenia, 2012, 36(1), P. 24-31.

Дополнение, систематизация и усовершенствование научно- методических основ прогноза и поисков скоплений нефти и газа, приуроченных к неантиклинальным ловушкам

Шустер В.Л. (Институт проблем нефти и газа РАН, tshuster@mail.ru)

Аннотация

В докладе исследованы и систематизированы научно-методические основы прогноза и поисков залежей нефти и газа, приуроченных к неантиклинальным ловушкам на разных этапах геологоразведочных работ. Сформулированы задачи и виды исследований на каждом этапе работ, а так же критерии прогноза и выявления неантиклинальных ловушек.

Ключевые слова

Неантиклинальная ловушка, залежь УВ, критерий прогноза, виды исследований.

Источники финансирования

Доклад подготовлен в рамках государственного задания по теме «Развитие научно-методических основ поисков крупных скоплений УВ в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов», №АААА-А19-119022890063-9

Теория

На современном этапе геологоразведочных работ (ГРП) на нефть и газ в России и в зарубежных странах существенно усложняется процесс поисков, разведки и разработки месторождений углеводородов (УВ).

Это связано с двумя тенденциями развития геологоразведочного процесса.

Первая мировая тенденция – увеличение глубин поисковых объектов и связанное с этим усложнение геологического строения изучаемых разведочных площадей и месторождений УВ: существенное изменение по сравнению с верхним этажом литолого-фациального состава пород и их фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), усложнением типа пустотного пространства с порового на трещинно-каверновый, увеличения с глубиной тектонической активности и её влияния на строение разреза (уплотнение пород, разрывные нарушения) и связанное с этими процессами усложнение строения залежей УВ и содержащих их ловушек. С глубиной возрастает роль (и количество) неантиклинальных, комбинированных резервуаров.

Вторая тенденция (тренд) связана с тем, что фонд антиклинальных ловушек во многих осадочных бассейнах мира и России практически полностью опознован. Открыты крупные и средние по запасам месторождения нефти и газа. Остались неизученными мелкие малоамплитудные антиклинальные ловушки, рентабельность освоения ресурсов которых рядом специалистов ставится под сомнение.

В то же время специальные, целенаправленные поисково-разведочные работы по поиску нефтегазовых скоплений в неантиклинальных ловушках или не проводятся, или проводятся в ограниченных объемах.

В то же время значительные ресурсы УВ сосредоточены именно в неантиклинальных ловушках.

К настоящему времени, в неантиклинальных и комбинированных ловушках открыты многочисленные мелкие и средние по запасам, крупные и гигантские месторождения УВ в разных странах мира (России, США, Мексике, Венесуэле, на Ближнем Востоке и др.).

Это Боливар-Коустал в Венесуэле (4,1 млрд. т нефти), в США – Ист-Техас (0,8 млрд. т нефти), в Мексике (Хьюгтон (1,1 трлн. м³ газа), в России (Уренгойское, Бованенковское, Новопортовское-в Западной Сибири) и ряд других [1,6].

По данным группы американских геологов, проводивших исследования в течение ряда лет и опубликовавших результаты в 2018 г. [3], в течение последнего десятилетия накопления добыча нефти и газа (в нефтяном эквиваленте) из сложнопостроенных неантиклинальных и комбинированных ловушек составила 10% от общемировой накопленной добычи (рис. 1).

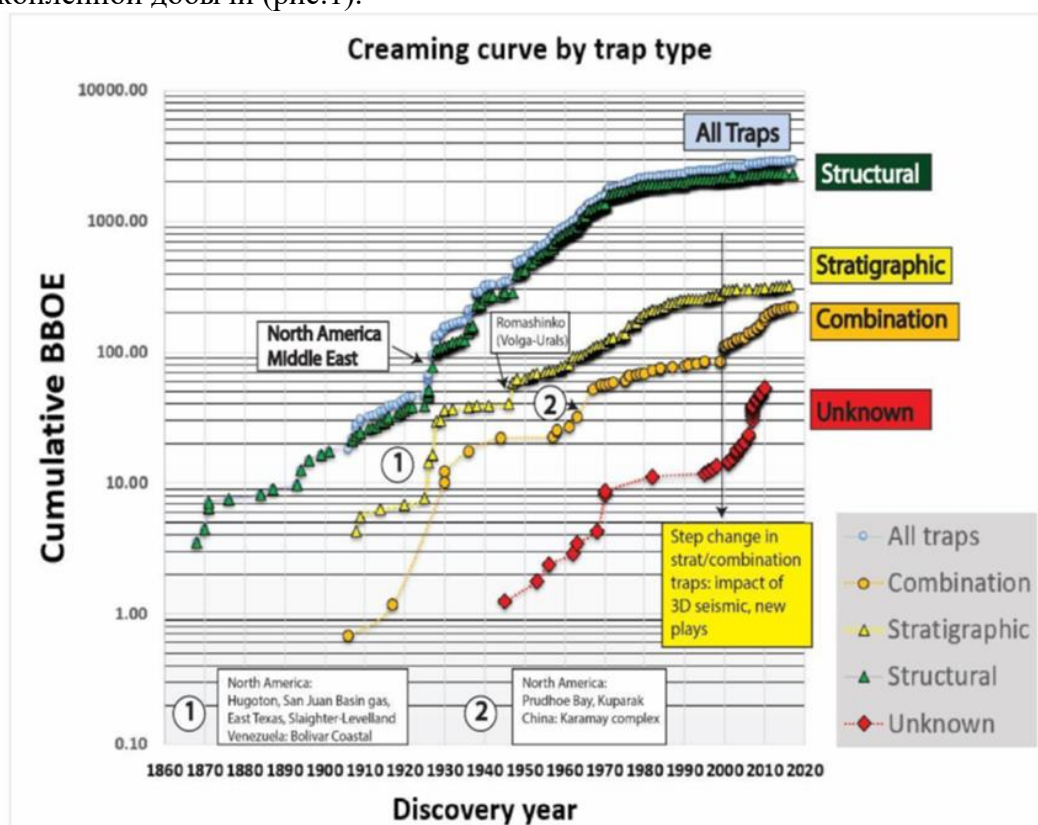


Рисунок 1. Кривая выделенных (по определенному признаку) ловушек во времени (John Dolson at all, 2018, Search and Discovery, 67p.)

В этот же период происходит достаточно резкий рост и числа опосредованных неантиклинальных ловушек (особенно комбинированных и ранее неизвестных) и ресурсов УВ.

По мнению американских исследователей [3] остаточные ресурсы УВ (на 2000 – й год) в антиклинальных ловушках составляют 43% (от мировых), в комбинированных -35%, в стратиграфических -12% и в ловушках «нового типа», неизвестных (unknown)-10%.

Для широкого и целенаправленного разворота геологоразведочных работ на поиски и освоение нефтегазовых ресурсов в сложно построенных резервуарах и повышения эффективности прогноза, выявления и поисков залежей нефти и газа в неантиклинальных ловушках необходимо дополнить, систематизировать и усовершенствовать научно-методические основы ГРП целенаправленно на неантиклинальные ловушки. Необходимо создать регламентирующее методическое руководство типа «Положения об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ» (1983). Этот «регламент» высоко эффективный для поисков и разведки скоплений нефти и газа в антиклинальных ловушках оказывается малоэффективным для неантиклинальных ловушек.

Созданные научно-методические положения (регламенты) в прошлом веке (работы А.А.Бакирова, Г.А.Габриэлянца, А.Г.Алексина, А.А.Гусейнова и других), в связи с накоплением обширного нового фактического материала и возросшими возможностями новых технологий и видов исследований требуют определенного дополнения, уточнения и систематизации научно-методических основ прогноза, выявления и поисков скоплений УВ в неантиклинальных ловушках.

При проведении исследований автор использовал известные научные публикации и практические результаты по выявлению и поискам скоплений нефти и газа, приуроченных к неантиклинальным ловушкам.

На начальном этапе проанализированы опубликованные в работах [1,2,4,5] классификации ловушек. Добавлены новые типы неантиклинальных ловушек в различных видах сланцевых формаций, в магматических породах фундамента, «тонкие», геофлюидодинамические и другие. При изучении фактических материалов установлено, что на формирование неантиклинальных ловушек оказывает влияние, как правило, два и более факторов. То есть – это комбинированные ловушки. В отличие от антиклинальных ловушек, неантиклинальные, в ряде случаев, формируются на моноклинальных склонах и в прогибах.

На региональном этапе ГРП прогноз неантиклинальных ловушек практически невозможен, т.к. бурение скважин в статистически необходимых объемах осуществляется на следующем поисковом этапе ГРП. На региональном этапе возможно выявить участки (зоны), благоприятные для формирования неантиклинальных ловушек на основе анализа материалов региональных работ. Благоприятные критерии для прогноза таких зон - это региональные флюидоупоры и пласты-коллекторы, региональные стратиграфические несогласия и зоны разрывных нарушений, зоны регионального выклинивания коллекторов или замещения коллекторов на непроницаемые породы.

На поисковом этапе ГРП, на основе анализа материалов ГИС и площадной сейсморазведки МОГТ 2Д, 3Д, исследования керна и специальных видов исследования осуществляется выявление неантиклинальной ловушки. Тип ловушки уточняется на разведочном этапе ГРП.

Автором составлена схема видов работ и исследований, включающая задачи и критерии выявления и поисков неантиклинальных ловушек на каждом этапе ГРР.

Выводы

Уточнены, дополнены систематизированы ранее существующие научно-методические основы выявления и поисков скоплений углеводородов в неантиклинальных ловушках.

В существующие классификации добавлены новые типы неантиклинальных ловушек.

Подтверждено, что большая часть неантиклинальных ловушек является комбинированными и, что они могут формироваться на моноклиналях и в синклинальных зонах.

Предложенная дополненная и усовершенствованная схема видов работ и исследований для каждого этапа ГРР может служить основой для создания регламентного документа по выявлению и поискам скоплений нефти и газа в неантиклинальных условиях.

Библиография

- 1.Алексин А.Г., Гогоненков Г.Н., Хромов В.Т. и др. Методика поисков залежей нефти и газа в ловушках сложноэкранированного типа [в 2-х частях] – М.: ВНИИОЭНГ, 1992.– 227 с.
- 2.Гусейнов А.А., Гейман Б.М., Шик Н.С., Сурцуков Г.В. Методика прогнозирования и поисков литологических, стратиграфических и комбинированных ловушек нефти и газа. – М.:Недра, 1988. – 213 с.
3. Dolson John, He Zhiyong, Horn Brian W. Advances and Perspectives on Stratigraphic Trap Exploration-Making the Subtle Trap Obvious. Search and Discovery. – Article #60054. – 2018. – 67 p. – http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2018/60054dolson/ndx_dolson.pdf.html
- 4.Окнова Н.С. Неантиклинальные ловушки и их примеры в нефтегазоносных провинциях // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т.7. – №1. – http://www.ngtp.ru/rub/10/10_2011.pdf
- 5.Поляков А.А., Колосов В.Н., Фончикова М.Н. К вопросу о классификации залежей нефти и газа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. –2015. –Т.10. –№1. – http://www.ngtp.ru/rub/6/7_2015.pdf
- 6.Шустер В.Л., Дзюбло А.Д., Шнип О.А. Залежи углеводородов в неантиклинальных ловушках Ямальского полуострова Западной Сибири // Георесурсы. № 1. 2020. С.29 - 35. DOI <https://doi.org/10.18599/grs.2020.1.29-35>.

Углеводородные системы Восточной Арктики и перспективы поисков скоплений нефти и газа в Лаптевоморском бассейне

Щербина Ю.В. (ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» scherbinauv@mgru.ru)

Аннотация

В рамках настоящей работы проведены исследования с позиций концепции генерационно-аккумуляционных углеводородных систем с применением современных методов бассейнового анализа и численного геологического моделирования. Восточно-Арктические акватории включены в единую модель с целью выполнения адекватного сравнительного анализа эволюции углеводородных систем, учитывая, что изучаемые осадочные бассейны входят в состав одной континентальной окраины и их границы не всегда совпадают с условными границами акваторий [1,2]. В качестве основы для бассейнового анализа использована модель, разработанная специалистами Equinor (Somme et al., 2018)

Ключевые слова

Бассейновое моделирование, Лаптевоморский бассейн, нефтегазоматеринские толщи, метод геологических аналогий, нефтегазоносность, ресурсный потенциал, осадочный бассейн, море Лаптевых

Источники финансирования

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта №20-35-70062.

Теория

Для анализа развития моделируемых углеводородных систем были рассчитаны модели соответствующих оценочных параметров (рисунок 1).

Результаты выполненного моделирования показали, что уже к началу апта большая часть нижнемеловых отложений Северо-Чукотского прогиба находилась в температурных условиях, соответствующих главной зоне генерации газа и к палеогену перезрела. В настоящее время в прибортовых частях прогиба возможна генерация газа и только доаптские осадки Северо-Врангелевского прогиба находятся в главной зоне нефтегенерации.

Апт-верхнемеловые отложения всех изучаемых бассейнов могли генерировать углеводороды уже к началу палеогена: газ - в нижней, нефть - в средней части разреза. На современном этапе развития бассейнов самые зрелые отложения прогнозируются в море Лаптевых и Северо-Чукотском прогибе, где на большей части территории они перегреты.

Палеогеновые породы в настоящее время во всех бассейнах способны генерировать как жидкие, так и газообразные УВ. Максимальная зрелость отмечается в Лаптевоморском бассейне. Зрелость ОВ палеогена Северо-Чукотского и Новосибирского бассейнов соответствует главной зоне нефтеобразования.



ОВ нижней части неоген-четвертичного комплекса прогрето до уровня «нефтяного окна» в Северо-Чукотском и Лптевоморском бассейнах. Отложения, распространенные в пределах акватории моря Лаптевых, могли генерировать УВ около 5.3 млн. лет назад, породы Северо-Чукотского прогиба вошли в нефтяное окно позже.

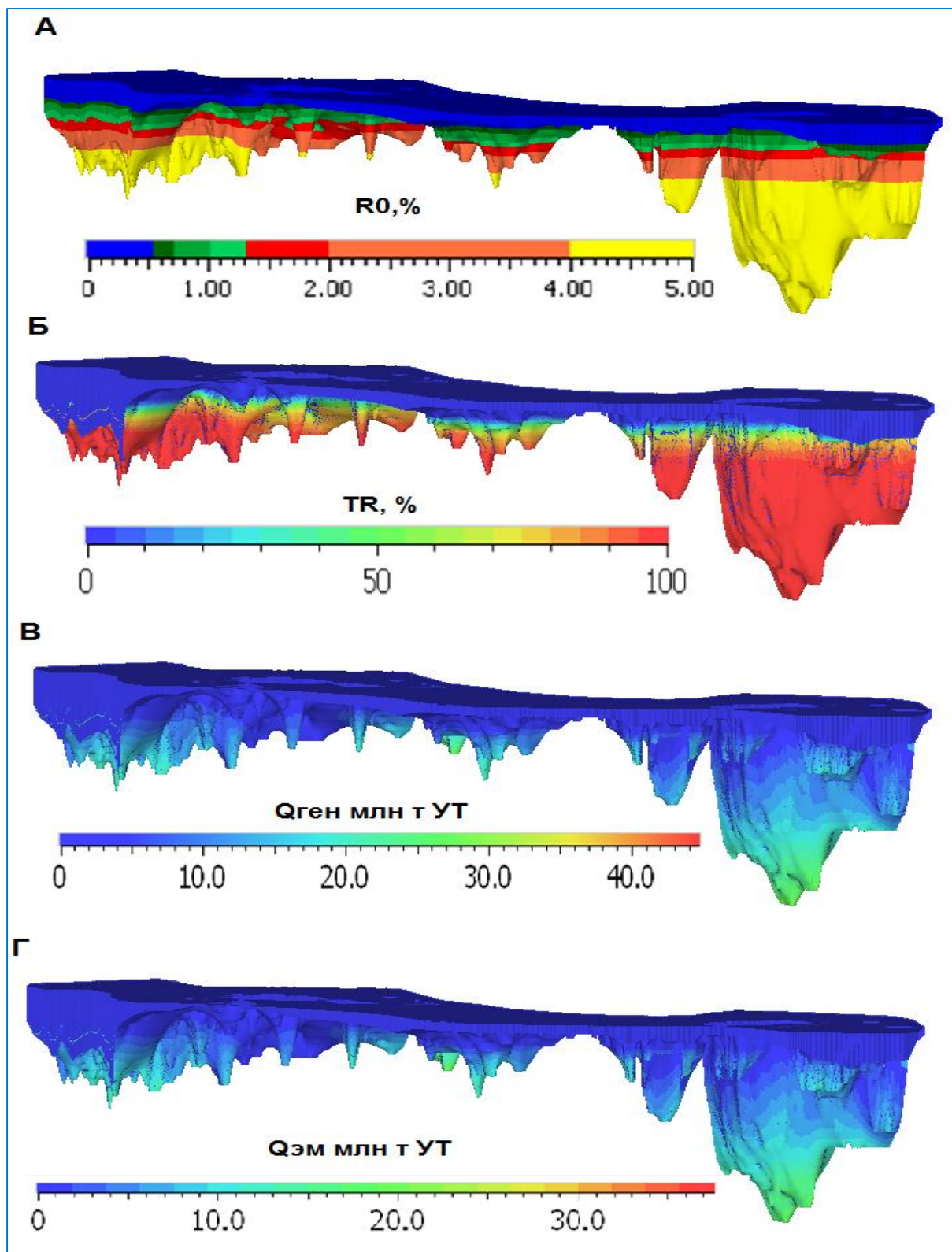


Рисунок 1. 3D модели оценочных параметров Восточной Арктики: А – отражательной способности витринита, Б – степени преобразованности ОВ, В – удельных плотностей генерации УВ, Г- удельных плотностей эмиграции УВ

Показатели степени преобразованности ОВ, удельные плотности генерации и эмиграции УВ, характеризующие гипотетические НГМТ определяются, в том числе и типом керогена.[2,5] Как уже отмечалось, в условиях существенной неопределенности в части вещественно состава осадочного чехла изучаемых бассейнов в рамках настоящего исследования применен вариативный подход и моделирование выполнялось в двух вариантах: для керогена II и III типов

Выводы

Результаты выполненного моделирования, показали, что к началу апта большая часть нижнемеловых отложений Северо-Чукотского прогиба находилась в температурных условиях, соответствующих главной зоне генерации газа и к палеогену перезрела. [3,4,5] В настоящее время в прибортовых частях прогиба возможна генерация газа и только осадки Северо-Врангелевского прогиба находятся в главной зоне нефтегенерации. Апт-верхнемеловые осадки всех изучаемых бассейнов могли генерировать углеводороды уже к началу палеогена: газ - в нижней, нефть - в средней части разреза. На современном этапе развития бассейнов самые зрелые отложения прогнозируются в море Лаптевых, где на большей части акватории они перегреты. Палеогеновые породы в настоящее время во всех бассейнах способны генерировать как жидкие, так и газообразные УВ. Максимальная зрелость отмечается в Лаптевоморском бассейне.

Наиболее вероятные области аккумуляции УВ в резервуарах апт-верхнемелового комплекса Северо-Чукотского и Новосибирского бассейнов располагаются преимущественно в их прибортовых частях на глубинах менее 5 км. В Лаптевоморском бассейне кроме прибортовых зон выделяется крупная область в центральной части бассейна, где залежи углеводородов ожидаются на глубинах более 5 км. Для комплекса в целом, доля газообразных УВ в резервуарах составляет около 25% при втором типе керогена и 62% - при третьем. В палеогеновом комплексе скопления углеводородов прогнозируются преимущественно в центральных частях изученных бассейнов и в меньшей степени – в прибортовых. Глубины залегания перспективных объектов от 5-6 км в центральных частях до 2-3 – в прибортовых. Доля газовой составляющей в прогнозируемых скоплениях соответственно 17% и 64% для второго и третьего типов керогена. В неогеновом комплексе скопления УВ ожидаются преимущественно в пределах Лаптевоморского бассейна. Это в основном нефтяные залежи с растворенным газом, доля которого не превышает 15%. В случае третьего типа керогена можно ожидать газовые и газонефтяные залежи. Соотношение жидких и газообразных углеводородов для комплекса в целом приблизительно одинаковое. В центральной и южной части Лаптевоморского бассейна во всех комплексах вне зависимости от типа керогена ожидаются газовые залежи, что обусловлено повышенным тепловым потоком и, как следствие - высокой степенью преобразованности ОВ нефтегазоматеринских пород.

Благодарности

Научному руководителю Керимову В.Ю. за неоценимый вклад в работу по данной тематике и наставничество.

Библиография

1. Guliyev, I.S., Kerimov, V.Y., Mustaev, R.N., Bondarev, A.V. The estimation of the generation potential of the low permeable shale strata of the maikop caucasian series 2018 SOCAR Proceedings (1), с. 4-20
2. Guliyev, I.S., Kerimov, V.Y., Osipov, A.V., Mustaev, R.N. Generation and accumulation of hydrocarbons at great depths under the earth's crust 2017 SOCAR Proceeding (1), с. 4-16
3. Керимов В.Ю., Лавренова Е.А., Щербина Ю.В., Мамедов Р.А. Структурно-тектоническая модель фундамента и осадочного чехла Восточно-Арктических акваторий, Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2020. № 1. С. 19-29.
4. Керимов В.Ю., Лавренова Е.А., Мустаев Р.Н., Щербина Ю.В., Мамедов Р.А. Условия формирования и генерационный потенциал углеводородных систем Восточной Арктики.
5. Керимов В.Ю., Щербина Ю.В., Иванов А.А. Условия формирования и эволюция нефтегазоматеринских толщ Лаптевской нефтегазоносной провинции, Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2020. № 3. С. 46-59.

Вулканогенные залежи углеводородов (глинистые и глинисто-алевритовые) в триасе и палеозое севера Западной Сибири
Юрова М.П.* (ИПНГ РАН, mpyurova@mail.ru)

Аннотация

В триасовых и палеозойских отложениях Западной Сибири присутствуют глинистые и глинисто-алевритовые породы с аномальными пластовым давлением и температурами. Аналогичные залежи эксплуатируются в Якутии (Хапчагайский мегавал Вилюйской синеклизы), опыт которых необходимо учитывать в Западной Сибири.

Ключевые слова

Глинистые, глинисто-алевритовые, триас, палеозой, Западная Сибирь

Теория

Проведенное в последнее время глубокое и сверхглубокое бурение на севере Западной Сибири позволило выявить триасовые отложения на глубине более 4-х км: Тюменская (забой 7 502 м), Ен-Яхинская (забой 8250 м) сверхглубокие скважины, Ярудейская (забой 5010 м) параметрическая скважина.

По данным М.Н. Кравченко [4], в триасовых и палеозойских отложениях севера Западной Сибири выявлено 36 перспективных объектов (13 в триасе, 23 в палеозое). На глубине 4-5 км ресурсы УВ категории Д₁Л палеозоя составляют 649,3 млн.т. условного топлива (нефти 51,3 млн.т., 198 млрд. м³ газа). В локализованных объектах триаса предполагается только газ (глубина 5160-6000 м).

При обосновании перспектив нефтегазоносности больших глубин показательным является наличие коллекторов, формирующихся в области высоких температур и давлений [6]. Градиент температур в рассматриваемых породах возрастает с глубиной. На глубине 5 км температура достигает 150°C, 7 км - 210°C, более 8 км – 230 °C. Коэффициент аномальности (к.а.) начинает возрастать с глубины 3км, достигая на глубине 4 км 1.8 - 2.0 и стабилизируясь в тех же значениях до 8 км(Большой Уренгой СГ-6, СГ-7 и т.д. [4]). Повсеместное развитие глинистых образований оленекского и индского ярусов нижнего триаса позволяет предположить наличие глинистого экрана для концентрации скоплений УВ в раннетриасовое время [4].

Енисей–Хатангский региональный прогиб представляется в качестве северной краевой депрессионной области Сибирской платформы. Вместе с тем, в мезозой-кайнозойское время он был частью Западно-Сибирского мегабассейна и развивался как её северо-восточная часть. В вышеуказанный период в прогибе накопилось до 8700 м пород мезо-кайнозойского возраста [6]. К концу раннеюрского времени была сформирована региональная покрывка для возможных залежей УВ в положительных структурах на внутренних частях Вилюйской гемисинеклизы, западной части Енисей-Хатангской седловины и западной части Енисей-Хатангского прогиба [3]. В настоящее время на этой территории пробурено более 265 глубоких скважин, построены сейсмические профили, проведена корреляция основных сейсмических горизонтов (Ф,А,Б,М и Г) с увязкой данных глубокого бурения (рис. 1).

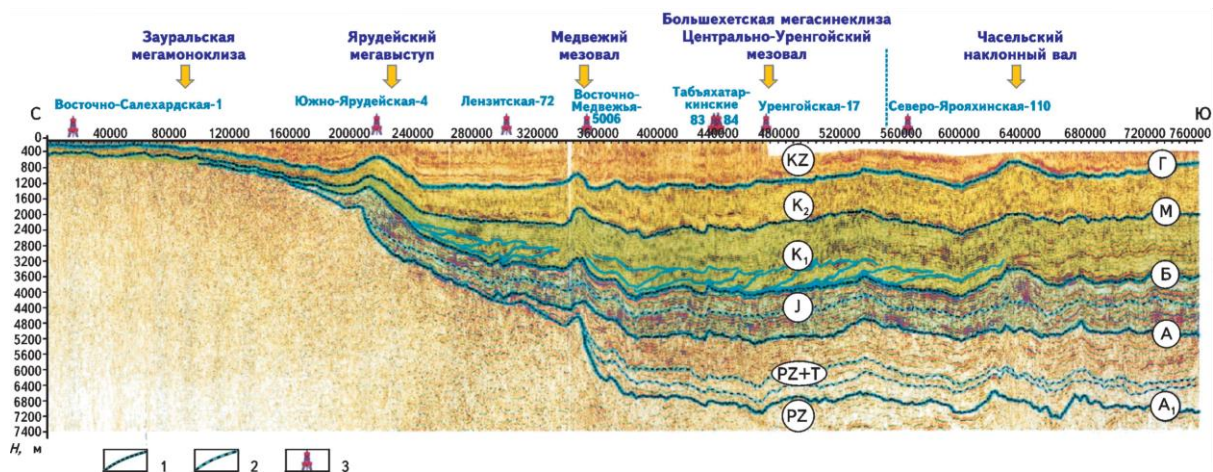


Рисунок 1. Глубинный сейсмогеологический разрез по региональному профилю 27 (по данным Суриковой Е.С., Калининой Л.М., 2011) [4] Условные обозначения: отражающие сейсмические горизонты: 1 - основные, 2 - дополнительные, 3 - скважины разведочные и эксплуатационные

Повсеместное развитие глинистых образований оленекского возраста нижнего триаса позволяет предположить наличие глинистого экрана для концентрации скоплений УВ в раннетриасовое время [4]. Роль глинистых минералов в вулканогенных залежах с аномальным пластовым давлением отражена в публикациях [1,7].

Вопросы влияния глинистого вещества на качество коллекторов и покрышек связано со стадийностью преобразования глинистых минералов. Исчезновение разбухающих глинистых минералов оказывает существенное влияние на формирование ёмкостного (трещинно-порового) пространства под влиянием АВПД [2].

Вулканизм - глобальный процесс излияния магмы из недр Земли проявлялся неоднократно, но самый крупный вулканизм - "планетарный" отмечается в триасе [5].

Таким образом, формирование палеозой - мезозойских отложений северо-восточных территорий Западной Сибири в условиях больших глубин и высоких температур близки к условиям формирования пермо-триасовых глинистых коллекторов Хапчагайского мегавала Вилюйской синеклизы Восточной Сибири. Залежи газа, связанные с местами излияния вулканической лавы образуют глинистые (литологические), а на удалении от источника выброса - комбинированные (глинисто-алевритовые) [8].

Вулканогенные коллектора Восточной Сибири (Хапчагайский мегавал Вилюйской синеклизы) детально и разносторонне изучались в РГУ им. И.М.Губкина (лаборатория КНИЛ ВОСТСИБ), а ныне в ИПНГ РАН (научный руководитель, академик А.Н. Дмитриевский) [7].

Выводы

Представляется, что необходимо использовать существующий опыт изучения и разработки вулканогенных коллекторов Хапчагайского мегавала Вилюйской синеклизы (Якутия) с целью рационального извлечения УВ из недр Западной Сибири.

Библиография

1. Дмитриевский А.Н., Томилова Н.Н., Юрова М.П., Рудов А.А. Вулканогенные природные резервуары Якутии (Хапчагайский мегавал Виллойской синеклизы). М.: ГЕОС, 2002.
2. Добрынин В.М., Ставкин Г.П., Куликов Б.Н. Экспериментальное изучение коллекторов нефти и газа при высоких давлениях и температурах. Коллектора нефти и газа на больших глубинах. Материалы 11 Всесоюзной конференции, посвященной 50-летию МИНХ и ГП им. Губкина, М., 1980, с. 28-35.
3. Конторович А.Э., Моделевский М.С., Трофимук А.А., Бурштейн М.Л., Гуревич Г.С., Данильченко М.А. Возраст седиментационных бассейнов и его влияние на ресурсы углеводородов. Советская геология – 1986 - № 10 – С.12-18.
4. Кравченко М.Н. Перспективы нефтегазоносности глубокопогруженных отложений осадочного чехла северных районов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. – 2012. - №6.
5. Мархинин Е.К. Вулканы и жизнь. М., "МЫСЛЬ", 1980.
6. Фомин М.А. Тектоническое строение мезозойско-кайнозойских отложений Енисей-Хатаганского регионального прогиба. ИНГиГ им.А.А. Трофимука СО РАН. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. № 9, 2016. – С. 4-18.
7. Юрова М.П. Роль глинистых минералов в вулканогенных залежах углеводородов с аномально-высоким пластовым давлением (Хапчагайский мегавал Виллойской синеклизы) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. - № 12. С. 34-39
8. Юрова М.П. Литологические (глинистые) и комбинированные (глинисто-алевритовые) залежи УВ в палеозой-мезозойских вулканогенных породах севера Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. - №11. С.44-54.

**Особенности геологического строения восточного борта впадины Фукан
(Джунгарский нефтегазоносный бассейн)**

**Ян Хоуцян* (Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
(МГУ), yanghouqiang@qq.com)**

Аннотация

Целью исследования явилось изучение особенностей геологического строения восточного борта впадины Фукан Джунгарского нефтегазоносного бассейна и установление влияния тектонической активизации на район исследования. Для достижения цели произведено тектоническое районирование и идентификация разломов, выявлено время и вероятные процессы тектонической эволюции восточного борта впадины.

Ключевые слова

Впадина Фукан, геологическое строение, фаза складчатости, разлом.

Теория

Осадочно-породный бассейн Джунгария расположен между горными сооружениями Тянь-Шаня и Алтая, он является одним из крупнейших нефтегазоносных бассейнов (НГБ) в западном Китае с площадью $13 \times 10^4 \text{ м}^2$ [5] (рис.1). Восточный борт впадины Фукан – это перспективный нефтегазоносный район, в котором миграция и аккумуляция нефти и газа тесно связана с дизъюнктивными нарушениями разного возраста заложения, поэтому изучение особенностей геологического строения имеет большое значение для выбора направлений поисков и разведки нефти и газа.

Тектоническое районирование. Восточный борт впадины Фукан является продолжением западного склона Восточного выступа - структуры первого порядка и включает в себя следующие структуры второго порядка: поднятия Бейсаньтай, Шацзи и Зону Разломов Фукан. (рис.1).

Особенность дизъюнктивных систем. Восточный борт впадины Фукан имеет сложную структуру, здесь развиты системы дизъюнктивных нарушений разных типов, простирающиеся, возраста образования и времени тектонической активности. На основании полевых геологических изысканий и интерпретации сейсмических данных установлено:

1) Разломы в основном находятся вблизи границы структур первого и второго порядка, их можно подразделить на три класса (I, II, III) в зависимости от их взаимосвязи с тектоническими элементами: I - разломы, между выступами и впадинами, II - между выступами, III - разломы, находящиеся в пределах выступов.

2) Основные типы разрывных нарушений: взбросы, сдвиг-взбросы.

3) Простирающиеся разломов – восток-запад; амплитуды разломов – I >1000 м, II <100 м, III <100 м.

4) Возраст образования разломов и зон трещиноватости пород – поздняя фаза герцинской складчатости (С-Р) и индосинийская складчатость (Т-Ј). Наибольшая тектоническая активизация, когда в восточной части впадины Фукан образовалось

множество разрывных нарушений разного типа, происходила во время индосинийской и яньшаньской фазы складчатости (J-K).

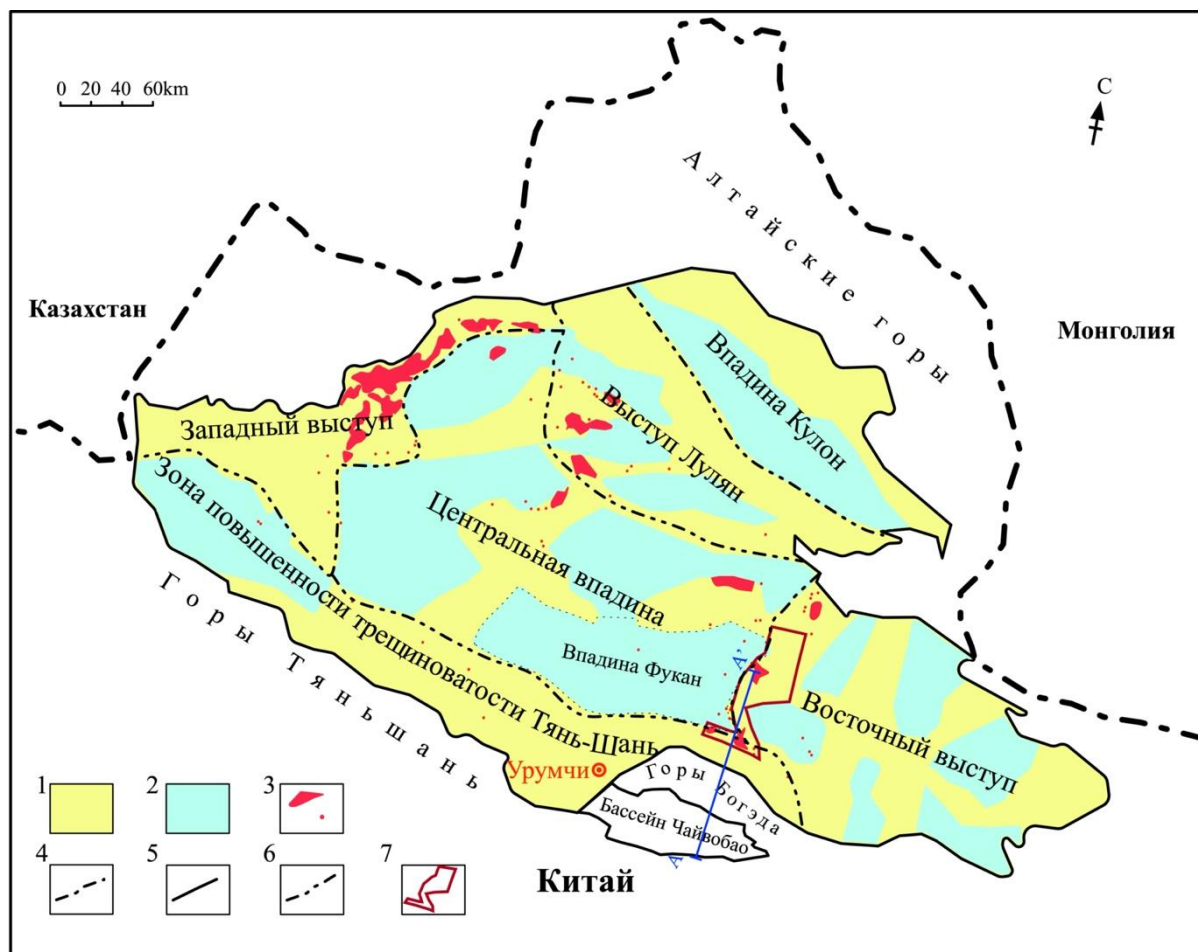


Рисунок 1. Расположение и тектонические элементы Джунгарского нефтегазоносного бассейна. Условные обозначения: 1-выступы; 2 - впадины; 3 -нефтяные месторождения; 4 - государственные границы; 5 - границы Джунгарского НГБ; 6 - границы тектонических элементов первого порядка; 7 - район исследования.

Тектоническая эволюция района исследования. Формирование Джунгарского осадочно-породного бассейна и в его пределах впадины Фукан и выступов в ее восточной части тесно связано с многоэтапным движением горных сооружений Тянь-Шаня. Горы Богэда находятся в восточной части горных сооружений Тянь-Шаня (рис.1). В конце поздней эпохи каменноугольного периода Таримская платформа и Джунгарский срединный массив, которые до этого разделялись трогом Богэда, столкнулись, в результате чего трог закрылся [3]. В конце раннепермской эпохи во время герцинской складчатости произошла инверсия, на месте трога начал интенсивно развиваться восточный подъем блока фундамента и сформировались горы Богэда. В предгорных впадинах отлагались средне-верхнепермские терригенные осадки. В благоприятных условиях в глинистых отложениях накапливалось и сохранялось большое количество органического вещества (ОВ) преимущественно сапропелевого состава. Впоследствии они преобразовались в битуминозные аргиллиты и являются одной из основных нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) восточной части впадины Фукан.

В пермский и триасовый периоды продолжались блоковые движения в фундаменте, сопровождающиеся образованием разломов, с большей скоростью

воздымался блок в восточной части на месте современного выступа Бейсаньтай. В конце поздне триасовой эпохи во время индосинийской складчатости среднепермские НГМТ находились в «нефтяном окне», где происходила генерация и первичная миграция углеводородных флюидов, которые мигрировали в уже существовавшие стратиграфические и/или тектонические ловушки верхней перми и нижнего триаса.

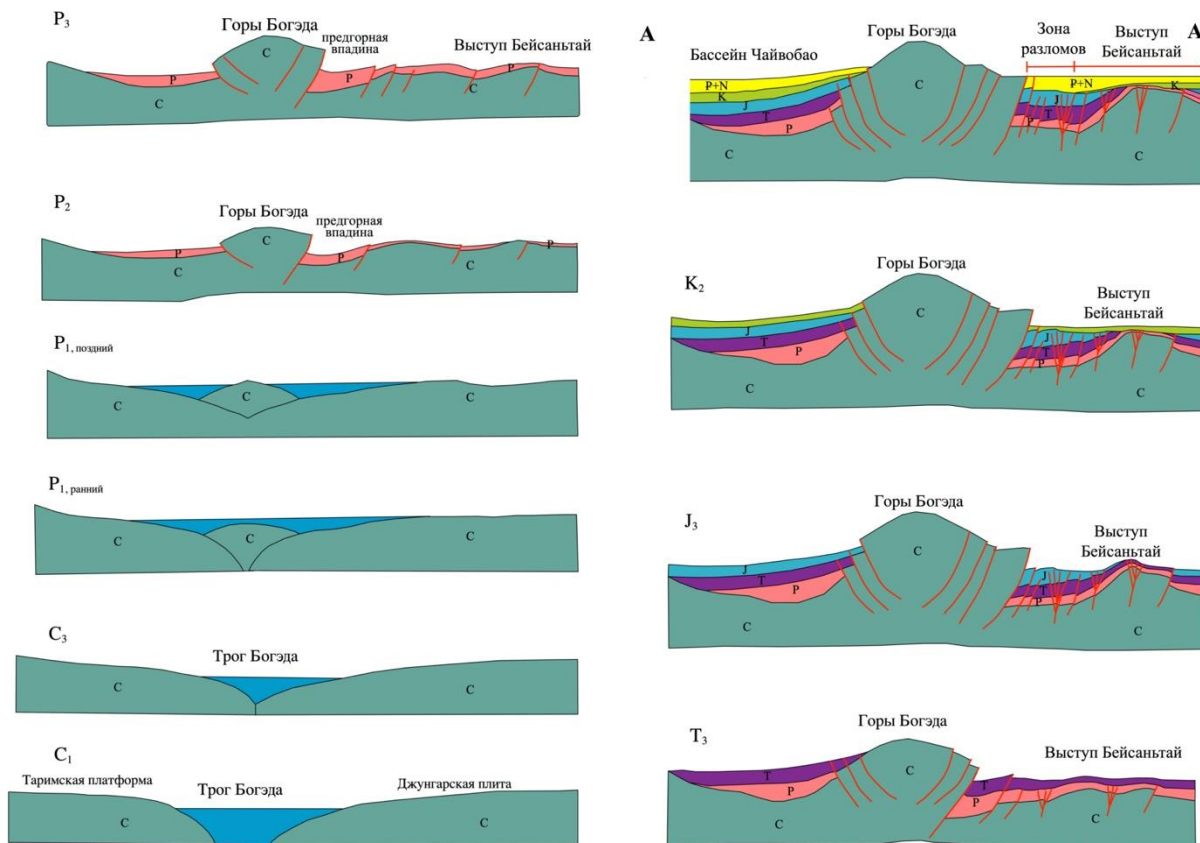


Рисунок 2. Тектоническая эволюция восточного борта впадины Фукан по линии А-А' (на рис.1).

Предгорная впадина медленно опускалась и в ее пределах накапливались юрские терригенные отложения. Нижне-среднеюрские глинистые отложения, обогащенные ОВ смешанного преимущественно гумусового состава, являются еще одной НГМТ восточной части впадины Фукан [1]. В позднеюрское и меловое время в период яньшаньской фазы складчатости восточный борт впадины Фукан быстро поднимался [2,6]. Нефтяные залежи, образовавшиеся в поздне триасовую эпоху, вероятно, были частично или полностью разрушены в процессе тектонической активизации, но среднепермские НГМТ еще обладали нефтегенерационным потенциалом и генерировали углеводородные флюиды, которые могли мигрировать по проводящим разломам в триасовые и юрские ловушки (антиклинальные, моноклинальные тектонически и литологически экранированные). На рисунке 2 изображена нарушенность и время заложения разломов, осложняющих осадочный разрез впадины Фукан.

В начале палеогена тектоническая активность стабилизировалась - выступ Бейсаньтай практически не воздымался [4]. В конце неогена юрские НГМТ в Зоне разломов вошли в главную зону нефтеобразования, но их генерационный потенциал, вероятно, пока еще не полностью реализован, поэтому в Зоне Разломов и выступе Бейсаньтай не обнаружены залежи нефти. Более зрелые юрские НГМТ центральной части впадины Фукан обеспечили достаточное количество углеводородных флюидов для юрских нефтяных скоплений, находящихся в других районах (зона Гумуди, впадина

Фукан, выступ Байцзяхай и выступ Шац) восточной части впадины Фукан. Тектоническое районирование. Восточный борт впадины Фукан является продолжением западного склона Восточного выступа - структуры первого порядка и включает в себя следующие структуры второго порядка: поднятия Бейсаньтай, Шац и Зону Разломов Фукан. (рис.1).

Выводы

Формирование и разрушение залежей в восточной части впадины Фукан тесно связано с неоднократной активизацией тектонических процессов. С одной стороны, они способствовали формированию пликативных и дизъюнктивных ловушек и создавали трещиноватые зоны для вторичной миграции углеводородных флюидов, с другой – нарушали консервацию флюидов в уже сформированных ранее залежах.

Библиография

1. Ян Хоуцян, Соболева Е.В. Юрские нефтегазоматеринские породы углеводородных залежей в восточной части впадины Фукан (Джунгарский нефтегазоносный бассейн). Вестник Московского университета. Серия 4: Геология, 2020, №5, с. 55-63.
2. Su Ziming, Shen Jie. Bogda nappe structure and its relations to hydrocarbon in Xinjiang[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2014, 36(4): 429-434.
3. Su Ziming. Structural Features and Petroleum Exploration Prospective in Dalongkou Area of the Northern Bogda Mountain, Xinjiang [J]. Geoscience, 2015, 29(1): 45-53
4. Wu Kongyou, Cha Ming, Qu Jiangxiu, et al. The controlling effect of Bogda Mountain uplift on the formation and evolution of Bei Santai area [J]. Journal of University of Petroleum (Natural Science Edition), 2004, 28 (2): 1- 5.
5. Yang Haibo, Wang Yutao, Guo Jianchen, et al. Geological conditions, resource potential and exploration direction of nature gas in Junggar Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2018, 29(10): 1518-1530.
6. Zheng Youwei, Wang Yadon, Guo Jianmin, et al. Heavy Mineral Evolution Characteristics of Jurassic Deposits in the Southeastern Margin of the Junggar Basin and its Response to Bogda Mountains Uplift [J]. ACTA Sedimentologica Sinica, 2016, 34(6): 1147-1154.

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

Оптимизация показателей разработки газоконденсатных месторождений в режиме истощения

Самедова Г.Э. (НАНА, Институт Нефти и Газа, aliyeva.gulshan85@gmail.com)

Аннотация

На базе модели двухфазной многокомпонентной фильтрации с учетом фазовых переходов исследована задача минимизации потери конденсата в пласте за счет перераспределения расходов газа по отдельным скважинам при различных режимах разработки в режиме истощения. Установлено, что за счет уменьшения внутрипластовых перетоков и предотвращения дополнительного выпадения конденсата в оптимальном варианте разработки возможно существенное увеличение добычи конденсата.

Ключевые слова

Скважина, давление, газовый конденсат, истощение, оптимизация

Теория

Известно что, основной причиной снижения извлечения конденсата в процессе разработки месторождения является выпадение тяжелых углеводородов при снижении давления в газоконденсатной системе ниже давления начала конденсации. Это происходит при разработке месторождения на “истощение” (без применения методов поддержания пластового давления). Вследствие этого, значительная часть выпавшего в пласте конденсата “теряется”.

Одной из существенных проблем разработки газоконденсатных месторождений является повышение конденсатоотдачи пластов. Для достижения достаточно высоких значений газоконденсатоотдачи нуждается в совершенствовании существующих методов разработки. Поиск наилучшего варианта разработки месторождения обычно осуществляется на основе перебора некоторого количества вариантов. В результате подобного перебора будет найден действительно оптимальный вариант разработки.

В работе делается попытка минимизировать потери конденсата в пласте за счет перераспределения расходов газа по отдельным скважинам при различных режимах разработки месторождения в режиме истощения.

Требуется найти распределение отборов газа по эксплуатационному фонду скважин, которое в каждый момент времени обеспечивает максимизацию объема извлеченного газового конденсата. При этом в газоконденсатной залежи имеется n эксплуатационных скважин. Запланированного уровня добычи обозначим $Q(t)$, а уровни отборов по каждой скважине – $Q_i(t)$, $i = \overline{1, n}$, т.е.

$$Q(t) = \sum_{i=1}^n Q_i(t)$$

На каждую величину $Q_i(t)$ может накладываться ограничение, обусловленное

добычными возможностями скважины $Q_i(t) \leq Q_i^{\max}(t)$.

Таким образом, задача о распределении отборов газа с целью достижения максимальной добычи газового конденсата за выбранный период времени формулируется как оптимизационная: требуется найти распределение отборов газа по эксплуатационному фонду скважин, которое в каждый момент времени обеспечивает максимум целевой функции

$$J(Q_1(t), Q_2(t), \dots, Q_n(t)) = \sum_{i=1}^n Q_i(t) \cdot C_i(p, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}, z_N) \Rightarrow \max,$$

где C_i - содержание конденсата в газовой фазе; z_k - состав газоконденсатной смеси ($k = 1, 2, \dots, N$); p - давление T - температура пласта.

Процесс разработки залежи был исследован на базе модели двухфазной многокомпонентной фильтрации с учетом фазовых переходов [1,2]. Процесс оптимизации добычи газового конденсата осуществлен на примере V блока VII горизонта газоконденсатного месторождения Булла-дениз.

Исследованы два варианта разработки - фактический и оптимальный. При расчете фактического режима разработки месторождения на истощение расходы добывающих скважин были приняты согласно фактическим данным для горизонта. При расчете оптимального режима разработки месторождения на истощение варьирование расходами касалось всех 10 эксплуатационных скважин, задействованных к разработке. При этом суммарная добыча газа была принята равной фактического значения для всего фонда эксплуатационных скважин.

Выводы

Установлены, что путем управления внутрипластовыми перетоками и предотвращения дополнительного выпадения конденсата, оптимальный вариант в процессе добычи на истощение позволит увеличить добычу более чем на 10,8%, т.е. извлечь за 20 лет разработки почти 3,688 млн. т. конденсата дополнительно.

Библиография

1. Фейзуллаев Х.А. Совершенствование моделирования гидрогазодинамических основ разработки глубокозалегающих газоконденсатных месторождений. Beau Bassin: Palmarium Academic Publishing, 2018, 228 с.
2. Митлин В.С. Новые методы расчета воздействия обогащенного газа на газоконденсатный пласт: Дис. ... канд.тех.наук. ВНИИГАЗ, 1986, 157 с.
3. Закиров С. Н., Сомов Б.Е., Гордон В.Я., Палатник Б.М., Юфин П.А. Многомерная и многокомпонентная фильтрация. М.: Недра, 1988, 335 с.
4. Дмитриевич А.Л. Повышение компонентоотдачи при разработке газоконденсатных месторождений с высоким содержанием неуглеводородных компонентов: Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук, Газпром ВНИИГАЗ, 2016.

Роль форсированного отбора жидкости в технологии нефтедобычи
Акромов Б.Ш. (Филиал Российского Государственного института нефти и газа имени И.М. Губкина в городе Ташкент, Профессор отделения «Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений», e-mail: akratov_bahsh@mail.ru), **Нуриддинов Ж.Ф.**, (СП ООО «Jizzakh Petroleum», инженер, г.Ташкент, Узбекистан. e-mail : jmnuriddinov@yandex.ru), **Нуриддинов Ж.Ф.** *(АО «ИГИРНИГМ», младший научный сотрудник лаборатории «Нефтегазоносность орогенных регионов», г.Ташкент, Узбекистан. e-mail : jnuriddinov13@mail.ru)

Аннотация

В статье приведены результаты теоретических исследований по форсированному отбору жидкости из скважин.

Показано влияние темпа отбора жидкости на нефтеотдачу. Отмечено, что эффективность от форсированного отбора существенно зависит от стадии разработки, что должно учитываться при анализе варианта разработки. Показано, что форсированный отбор жидкости на ранней стадии разработки существенно сокращает продолжительность поздней стадии и продлевает период рентабельной добычи нефти.

Ключевые слова

Форсированный отбор, коэффициент промывки, обводненность, нефтеотдача, закачка воды, темп отбора.

Теория

Влияние темпа отбора жидкости на нефтеотдачу теоретически на основе лабораторных и промысловых исследований изучено и обобщено во многих работах. Полученные выводы неоднозначны: одни исследователи эффективным считают малый темп, другие – большой темп, третьи констатируют существование оптимального темпа отбора; четвертые приходят к выводу о независимости нефтеотдачи от темпа отбора (закачки) жидкости. Последний вывод положен в основу современных методов проектирования разработки месторождений нефти [1].

Перечисленные выше выводы справедливы для условий, при которых они получены. Неоднозначность этих выводов указывает на необходимость дальнейших исследований проблемы.

Ниже изложены результаты исследования рассматриваемой проблемы на основе характеристической функции вытеснение нефти водой:

$$\varphi = \frac{\alpha}{a+c\alpha}; \quad (1)$$

здесь φ - текущая нефтеотдача; α - кратность промывки. Коэффициенты a и c имеют реальный физический смысл: величина $a = 1 - \varphi_6/\varphi$ представляет собой долю нефти, извлекаемой за водный период; $c = 1/\varphi_k$, где φ_6 и φ_k — безводная и конечная отдача.

Характеристическая функция $\varphi(\alpha)$ подтвержденная на примере многих залежей Республики Узбекистан, она проверена экспериментально и апробирована на основе теории двухфазного потока Баклея — Леверетта .

Учитывая, что $\alpha = \frac{Q_{ж}}{V_{п}}$ (где $Q_{ж}$ – накопленный отбор жидкости; $Q_{ж} = Q_{н} + Q_{в}$ и $Q_{н}, Q_{в}$ — соответственно накопленный отбор нефти и воды; $V_{п}$ — объем пор залежи), из (1) получаем выражение для накопленной добычи нефти:

$$Q_{ж} = \frac{Q_{ж}}{a+bQ_{ж}}. \quad (2)$$

Формула (2) справедлива и для случая закачки воды в пласт; тогда под $Q_{ж}$ следует подразумевать накопленное количество закаченной воды.

Используя зависимость (2), исследуем влияние темпа отбора жидкости на величину безводной, текущей и конечной нефтеотдачи.

Пусть гипотетическая одна и та же залежь, разбуренная по определенной сетке, в момент $t = 0$ вводится в эксплуатацию при двух разных, но постоянных темпах отбора жидкости сначала при малом $q_{ж}$, а затем при большом темпе отбора жидкости $q'_{ж} = \alpha_0 q_{ж}$, причем $\alpha_0 > 1$.

Требуется определить накопленную добычу нефти при малом и большом темпах отбора жидкости к любому моменту времени t . Накопленная добыча нефти для обоих темпов отбора жидкости определяется по формуле (2):

$$Q_{ж} = \frac{q_{ж}t}{a+\bar{v}}, \quad (3)$$

$$Q'_{н} = \frac{\alpha_0 q_{ж}t}{a+\alpha_0 \bar{v}}, \quad (4)$$

где $\bar{v} = \frac{q_{ж}t}{Q_{изв}}$; \bar{v} – кратность промывки в долях от извлекаемых запасов.

Кратность промывки \bar{v} может рассматриваться как безразмерное время. Разделив (4) на (3), получим выражение для соотношения накопленной добычи:

$$\beta' = \frac{Q'_{н}}{Q_{н}} = \frac{\alpha_0(a+\bar{v})}{a+\alpha_0 \bar{v}}. \quad (5)$$

В таблице приведены результаты расчета величины β' для различных значений величин a и \bar{v} при $\alpha_0 = 2$. Проанализируем данные таблицы.

a	\bar{v}						
	0.25	0.5	1	2	3	5	∞
0	1	1	1	1	1	1	} 1
0.2	1.285	1.166	1.09	1.05	1.032	1.0196	
0.4	1.44	1.285	1.16	1.091	1.063	1.0384	
0.6	1.545	1.375	1.23	1.13	1.0566	1.0566	
0.8	1.615	1.444	1.286	1.166	1.117	1.074	
1	1.666	1.5	1.333	1.2	1.142	1.099	

Случай $a = 1 - \frac{\varphi_0}{\varphi} = 0$ при $\varphi_0 = \varphi$ (что имеет место при $\mu_0 = 1$) отражает поршневое вытеснение нефти водой, при котором вся нефть добывается за безводный период.

При $a = 0$ из (5) получаем физически правильный результат: $\beta' = 1$. Отсюда вытекает вывод: при поршневом вытеснении нефти водой изменение темпа отбора жидкости не влияет на величину безводной отдачи, т.е. при малом и большом темпах отбора к моменту прорыва воды будет добыто одно и то же количество нефти. Такой вывод получен на основе других соображений в работах.

Как следует из (5), при $\bar{v} \rightarrow \infty$ $t \rightarrow \infty$, $\beta' \rightarrow \infty$. Это означает, что при неизменной системе разработки и длительной промывке залежей водой изменение темпа отбора жидкости на величину конечной нефтеотдачи: как при малом, так и при большом темпе отбора жидкости будет добыто одно и то же количество нефти[2].

При $0 < \bar{v} < \infty$ всегда $\beta' > 1$. Это означает, что в водный период больший темп отбора жидкости благоприятно влияет на темп отбора нефти и на величину текущей нефтеотдачи. Так, при $a = 0,4$ и большом темпе отбора к моменту достижения однократно промывки ($\bar{v} = 1$) из залежи добывается на 16% больше нефти, чем при малом темпе отбора, причем по мере роста коэффициента промывки эффект, полученный в результате большого темпа отбора, снижается и в пределе при $\bar{v} \rightarrow \infty$ ($t \rightarrow \infty$) стремится к 0 [4].

Динамика безразмерных величин годового отбора нефти и воды одновременно характеризующих долю в потоке нефти (нефтеотдача) и воды (обводненность добываемой жидкости) представлены на рисунке 1.

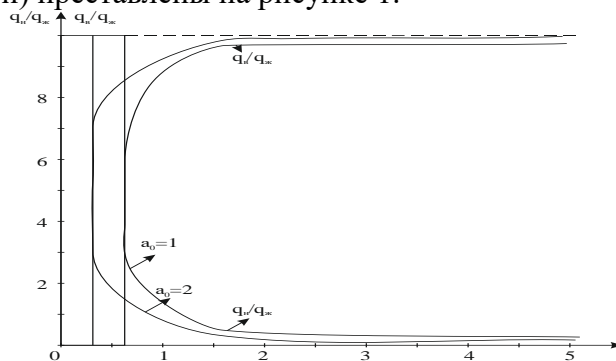


Рисунок 1. – Динамика отбора нефти воды при $\alpha_0 = 1$ и $\alpha_0 = 2$ ($a=0,4$)

Сравним накопленные объемы жидкости, добываемые при различных темпах отбора жидкости к одному и тому же моменту времени. Например, в случае $\bar{v} = 1$ при малом темпе отбора извлекается один объем жидкости, равный извлекаемым запасам, ибо при, $\bar{v} = \frac{q_{ж}t}{Q_{изв}} = 1$ $Q_{ж} = Q_{изв}$ (рисунок 1). Соответствующий объем жидкости к тому же моменту времени при высоком темпе отбора составляет $2Q_{изв}$, при этом, как упомянуто выше, добывается на 16% больше нефти. Для $\bar{v} = 2$ при малом и высоком отборах жидкости соответственно извлекается жидкости $2Q_{изв}$ и $4Q_{изв}$; прирост накопленной добычи составляет лишь 9%. Как видно эффект от форсирования существенно зависит от стадии разработки залежей, что должно учитываться при анализе варианта разработки пластов[3].

Благоприятное влияние высоких темпов отбора жидкости на темп отбора нефти и текущую нефтеотдачу в водный период является технологической основой метода форсированного отбора жидкости из пласта.

Данные таблицы показывают, что интенсификация отбора нефти и заметное увлечение нефтеотдачи путем форсирования отбора жидкости, особенно на поздних стадиях разработки, несколько ограничены и связаны с добычей огромного количество жидкости и требуют значительных затрат[5].

Данные таблицы подтверждают эффективность форсированной разработки не только пластовых, но и водоплавающих залежей и залежей, содержащих средне и высоковязкую нефть на сравнительно ранних стадиях их разработки.

Форсирование отбора жидкости влияет на темп извлечения запасов нефти, на величину текущей отдачи, позволяет сократить продолжительность поздней стадии и продлить период рентабельной добычи нефти.

Данные таблицы 1 и рисунка 1 приводят к выводу о том, что высокий темп отбора жидкости (если он осуществляется на ранних стадиях разработки) существенно сокращает продолжительность рентабельной эксплуатации месторождений.

Библиография

1. Акрамов Б.Ш., Хайитов О.Г. Оборудование для очистки нефти и газа. Методическое пособие (103 стр.). изд-во «Тошкент фан ва технология». Ташкент, 2007 г.
2. Акрамов Б.Ш., Умедов Ш.Х., Нуритдинов Ж.Ф. Инновационные методы повышения нефтеотдачи пластов. Международный научно-исследовательский журнал, том № 3, Евразийский союз ученых(ЕСУ), Ежемесячный научный журнал № 1(70)/ 2020, г.Москва, РФ.
3. Акрамов Б.Ш., Хайитов О.Г., Нуритдинов Ж.Ф., Мирзакулова М.Н. Инновации в разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Сборник научных статей по итогам работы Международного научного форума «Наука и инновации-современные концепции» том 1 стр 139-142, г.Москва-2019г.
4. Akramov B.Sh., Khaitov O.G., Nuritdinov J.F. Oil displacement by water in an electric field. Austrian Journal of Technical and Natural Sciences March-April 2017 p-20.

Экспериментальное изучение фазового состава и состояний водно-углеводородных флюидов при температурах 240 – 700°C и давлениях 10 – 150 МПа с выяснением возможных максимальных глубин существования нефти в земных недрах
*Балицкая Е.Д. *, (ИЭМ РАН, elizaveta.balitskaya@gmail.com), Плотникова И.Н. (КНИТУ, irena-2005@rambler.ru), Балицкий В.С. (ИЭМ РАН, balvlad@iem.ac.ru), Балицкая Л.В. (ИЭМ РАН, lvbalitskaya@mail.ru), Пиронон Ж., (Университет Нанси, jacques.pironon@univ-lorraine.fr), Баррес О. (Университет Нанси, odile.barres@univ-lorraine.fr), Ранди А., (Университет Нанси, aurelien.randi@univ-lorraine.fr), Голунова М.А. (ИЭМ РАН, nov@iem.ac.ru), Сеткова Т.В. (ИЭМ РАН, setkova@iem.ac), Бубликова Т.М. (ИЭМ РАН, tmb@iem.ac.ru), Лахова А.И. (КНИТУ, lfm59@mail.ru), Петров С.М. (КНИТУ, psergeim@rambler.ru)*

Аннотация

Экспериментально с использованием синтетических водно-углеводородных включений в кристаллах кварца изучены *in situ* фазовый состав, состояния и метаморфические превращения нефти в интервале температур от 25 до 700°C и давлениях от 10 до 150 МПа. Показано, что до 310°C нефть сохраняет устойчивость. Но уже при температуре 320°C в ней появляются выделения твердых битумов типа асфальта, возрастают доли легких фракций и метана. В диапазоне температур 350–380°C практически вся нефть претерпевает необратимые метаморфические изменения, превращаясь в антраколит и метан. Тем не менее, при температурах 470–500°C и давлениях 120–150 МПа нефть может сохраняться в растворенном виде в углеводородных газах, в основном, в метане или в водных суб- и сверхкритических растворах. Это позволяет предвидеть подобные состояния нефти в земных недрах при достижении указанных термобарических параметров на глубинах порядка 12 – 20 км.

Ключевые слова

Выращивание кварца, водно-углеводородные включения, восполнение нефтью истощенных месторождений, метаморфизация нефти

Источники финансирования

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ и Национальным центром научных исследований (CNRS) Франции в рамках научного проекта № 21-55-15010.

Краткое содержание доклада

Экспериментально изучены фазовый состав, состояния и поведение водно-углеводородных флюидов, образованных при взаимодействии сырой нефти с чистой водой и водными растворами бикарбоната и карбоната натрия, хлорида натрия и хлорида аммония. Водно-углеводородное взаимодействие осуществляли одновременно с выращиванием в тех же автоклавах кристаллов кварца с флюидными включениями по ранее разработанной нами методике (Балицкий и др., 2005, Balitsky et al, 2007, Balitsky et al., 2020). Новообразованные в опытах фазы и флюидные включения в кварце изучали с привлечением методов газожидкостной хроматографии, обычной и высокотемпературной локальной FT-IR спектроскопии, микротермометрии, поляризационной и флуоресцентной микроскопии. Эксперименты проводили в две

стадии. В первую из них выращивали кристаллы кварца в присутствии нефти и ее основных фракций при температурах 240/280, 290/300, 300/330, 330/350, 350/380, 430/470, 490/500 и 680/700°C и давлениях – от насыщенного пара до 150 МПа. Через черточку показаны температуры верхнего и нижнего торцов автоклава. Это создавало в автоклаве условия для роста выращивания кварца с флюидными включениями и одновременного перемешивания раствора. Из выращенных кристаллов кварца изготавливали полированные пластинки толщиной 1–2 мм для всестороннего изучения включений. Во вторую стадию эти же пластинки с изученными включениями подвергали термообработке в чистой воде в течение двух недель при температурах, превышающих температуру образования включений на 10–15 °С. Давление в автоклавах при этом не должно было превышать 90–100 МПа и задавалось по существующим PFT-таблица. Это создавало в автоклаве противодействие, исключая разрушение (декрепитацию) включений в пластинках. Термообработанные включения изучали тем же комплексом методов, который использовали при изучении первичных включений. Сопоставление полученных результатов позволяло выяснить влияние температуры на метаморфические превращения нефти.

При выращивании кристаллов кварца были получены два типа флюидных включений. Включения первого типа размещаются непосредственно в затравочных кварцевых стержнях. Формирование их происходило за счет маточной среды, проникающей в каналы травления ростовых дислокаций, имеющих выходы на базисной поверхности затравочных стержней. Включения имеют игольчатую, трубчатую, каплевидную и веретенообразную форму и ориентированы в направлении, близком к оптической оси кристаллов. Длина включений достигает 1–2 мм при диаметре 0,005–0,02 мм. Включения двух- и трехфазные. Объемные соотношения фаз в них составляют $L1 > G$ и $L1 > G \gg L2$, где $L1$ – водная фаза, $L2$ – нефтяная фаза и G – газовая фаза (в основном водяной пар). Включения второго типа находятся в нарощенном слое кварца, размещаясь в секторах роста базисного пинакоида. Они характеризуются также каплевидной и трубчатой формой, удлиненной в направлении оптической оси, но, кроме этого, среди них широко распространены формы отрицательного кристалла и сложных форм (рис. 2, 3). Зарождение их происходило на частицах твердых фаз, а также в микрополостях грубого рельефа, в трещинах, и путем обрастания каплей нефти (рис. 4), выпавших на поверхность пинакоида $\{0001\}$ и других граней.

Различие фаз и их объемных соотношений указывают на гетерогенное состояние раствора во время роста кристаллов кварца и захвата ими флюидных включений. Это сказывается на некоторых отличиях в температурах частичной (например, исчезновение только газовой фазы) и полной гомогенизации включений. Вместе с тем, в процессе неоднократного кратковременного (0.5–1.5 часа) нагревания и охлаждения поведение и фазовые превращения в первичных включениях полностью воспроизводятся.

После автоклавной обработки при температуре 300°C в течение 15 суток в фазовом составе и объемных соотношениях фаз во включениях никаких изменений не наблюдалось. При их кратковременном нагревании до 270–320°C исчезает газовый пузырек с возникновением жидкого двухфазного водно-нефтяного флюида; затем при 355–370°C водная фаза полностью растворяется в нефти с переходом флюида в гомогенное состояние. Охлаждение включений приводит к гетерогенизации флюида при 353–360°C с переходом его вновь в двухфазное ($L1+L2$) состояние с последующим появлением при 265–300°C газовой фазы.

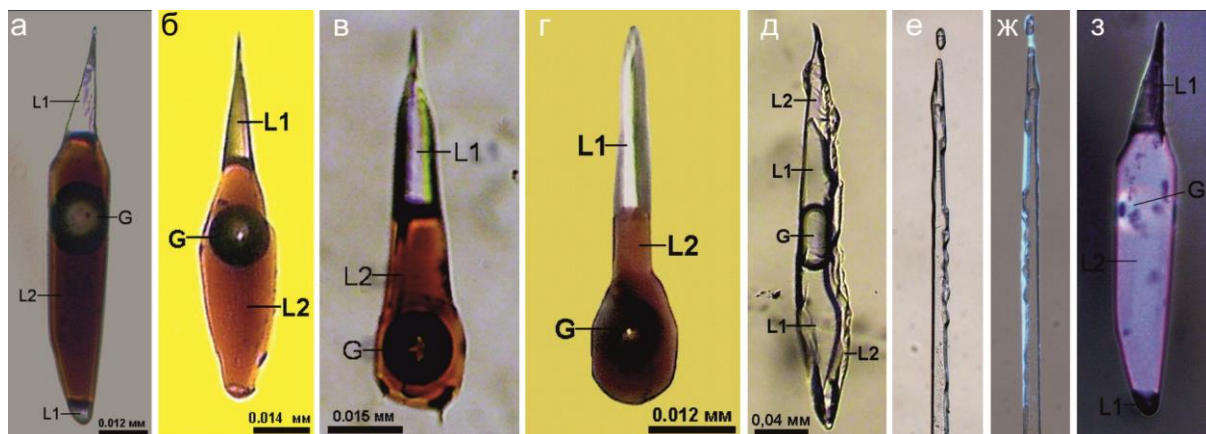


Рисунок 1. Водно-нефтяные включения в наросшем слое (а, б, в, з) и затравке (д, е) после автоклавной термообработки при 300°C при обычном свете. ж, з – включения а, е в – ультрафиолетовом свете.

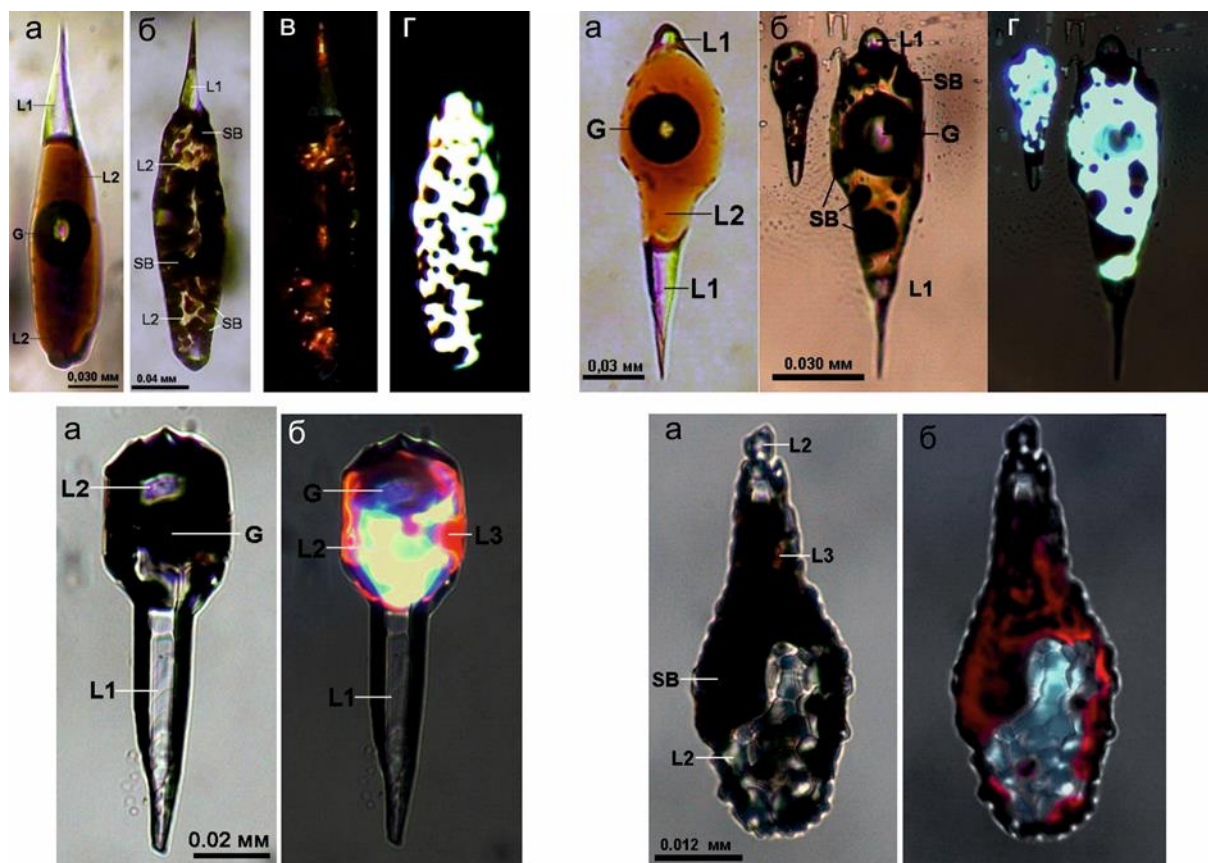


Рисунок 2. Верхний ряд: первичные водно-нефтяные включения, образованные при 240/280°C (а); вторичные включения после термообработки при 350°C при обычном (б), поляризованном (в) и ультрафиолетовом (з) свете. Нижний ряд: вторичные включения после термообработки при 380°C при обычном (а) и ультрафиолетовом (б) свете.

Повышение температуры автоклавной термообработки включений до 320°C приводит к появлению в нефти темно-бурых и черных полужидких и твердых выделений неправильной и сферической формы, а также тонкозернистых агрегатов, имеющих в поляризованном свете в скрещенных николях высокую интерференционную окраску (парафины?). Количество этих фаз повышается по мере увеличения температуры автоклавной термообработки (рис. 3). Одновременно с этим изменяются и температуры

частичной и полной гомогенизации термообработанных включений при кратковременном их нагревании и охлаждении. Изменения в составе и объемных соотношениях летучих фаз во включениях были прослежены по локальным ИК-спектрам.

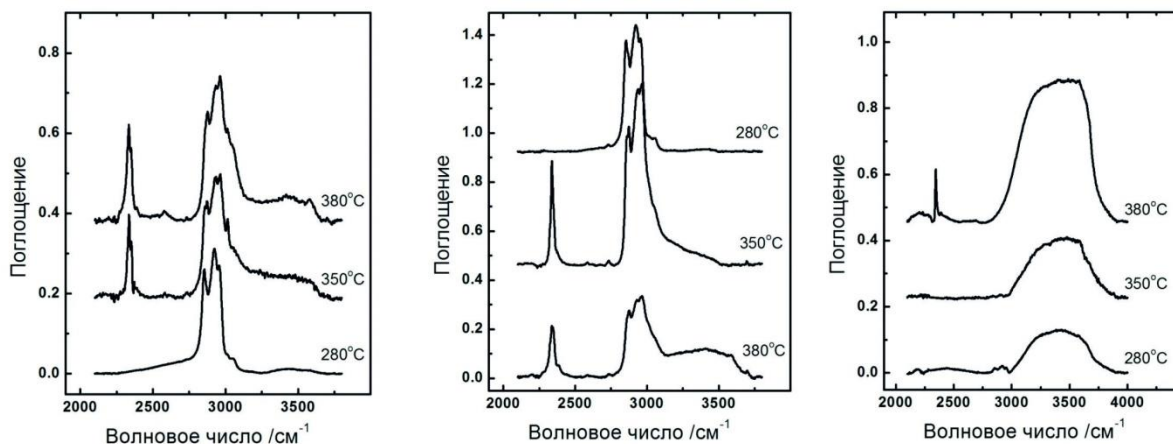


Рисунок 3. Локальные ИК-спектры первичных (280°C) и вторичных (после термообработки при 350 и 380°C) водно-нефтяных включений. Слева направо: газовая (в основном CH₄ и CO₂) и частично жидкая углеводородная фазы; жидкая углеводородная и частично газовая фазы; водная и частично газовая фазы.

Выводы

Таким образом, в результате проведенных экспериментальных исследований с использованием флюидных включений показано, что нефть до температур 280–300°C сохраняет стабильный состав и не несет признаков крекинга и других изменений. Однако при температурах выше 320°C уже начинается метанизация нефти, сопровождаемая увеличением доли легких (бензинокеросиновых) фракций, появлением углекислоты и остаточных твердых битумов. Этот процесс достигает максимальной интенсивности при 350–380°C и свидетельствует о неизбежных существенных необратимых изменениях нефти при погружении нефтегазовых залежей на большие глубины и достижения указанных температур. Присутствие в породах, вмещающих газоконденсатные и чисто газовые (метановые) залежи, твердых битумов находится в хорошем соответствии с полученными экспериментальными данными.

Библиография

1. Балицкий В.С., Балицкая Л.В., Бубликова Т.М., Борков Ф.П. Докл. АН. 2005. Т. 404. № 1. С. 90–93.
2. Balitsky V.S., Prokof'ev V.Yu., Balitsraya L.V., Bublikova T.M., Pentelei S.V. Petrology. 2007. Т. 15. № 3. С. 211–223.
3. V. S. Balitsky, T. V. Setkova, L. V. Balitskaya, T. M. Bublikova, and M. A. Golunova Phase composition and states of water-hydrocarbon fluids at elevated and high temperatures and pressures (experiment with the use of synthetic fluid inclusions). In Advances in Experimental and Genetic Mineralogy, volume 11 of Special Publication to 50th Anniversary of DS Korzhinskii Institute of Experimental Mineralogy of the Russian Academy of Sciences. Litvin Yu.A. Safonov O.G (Editors), New York, 2020. P. 3–34

Экспериментальное изучение генерирования жидких и газовых углеводородов при взаимодействии гидротермальных растворов с битуминозными и углеродистыми породами

Балицкая Е.Д.*, (ИЭМ РАН, elizaveta.balitskaya@gmail.com), **Плотникова И.Н.** (КНИТУ, irena-2005@rambler.ru), **Балицкий В.С.** (ИЭМ РАН, balvlad@iem.ac.ru), **Пиронон Ж.**, (Университет Нанси, jacques.pironon@univ-lorraine.fr), **Бубликова Т.М.** (ИЭМ РАН, tmb@iem.ac.ru), **Петров С.М.** (КНИТУ, psergeim@rambler.ru), **Лахова А.И.** (КНИТУ, lfn59@mail.ru), **Голунова М.А.** (ИЭМ РАН, nov@iem.ac.ru), **Сеткова Т.В.** (ИЭМ РАН, setkova@iem.ac)

Аннотация

Проведено экспериментальное изучение возможностей генерирования жидких (нефтеподобных), газообразных (в основном, метан) и твердых углеводородов при взаимодействии различных битуминозных и углеродистых пород с водными растворами в широком диапазоне температур (240 – 550 °С) и давлений (до 150 МПа). Наиболее продуктивными породами при этом явились битуминозные аргиллиты Баженовской свиты (Западная Сибирь) и Доманиковых отложений (Волго-Уральский нефтегазовый бассейн), а также горючие сланцы Поволжья и Ленинградской обл. В целом исследования показали, что указанные и подобные им породы могут явиться источником для восполнения истощенных и отработанных нефтегазовых месторождений.

Ключевые слова

Водно-углеводородные включения, гидротермальные растворы, кварц, аргиллиты, битумы

Источники финансирования

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ и Национальным центром научных исследований (CNRS) Франции в рамках научного проекта № 21-55-15010.

Теория и эксперимент

Целью исследований являлось экспериментальное выяснение возможностей генерирования жидких и газовых углеводородов (УВ) при взаимодействии битуминозных и углеродистых пород с гидротермальными растворами. Характер подобных взаимодействий при повышенных и высоких температурах и давлениях до сих пор практически не изучен. В частности, не установлено главное: происходит ли в таких случаях образование нефти и газовых УВ? Очевидно, что решению этого вопроса могут во многом способствовать экспериментальные исследования. Обычно при их осуществлении сопоставляются исходные и конечные продукты опытов. Сами же процессы остаются недоступными для непосредственного наблюдения. В данной работе этот недостаток преодолевали дополнительным привлечением к традиционным исследованиям методов микротермометрии, локальной Фурье-ИК спектроскопии при обычной и высокой (до 400 – 600 °С) температурах, КР спектроскопии, поляризационной и УФ-микроскопии синтетических водно-углеводородных включений. С этой целью взаимодействие гидротермальных растворов с битуминозными и углеродистыми породами осуществляли при одновременном выращивании кварца с флюидными

включениями минералообразующей среды. Это позволяло не только определять ее состав и агрегатное состояние, но и наблюдать *in situ* за происходящими во включениях фазовыми превращениями в широком интервале температур и давлений. Опыты проводили гидротермальным методом температурного перепада, детали которого сообщались ранее (Балицкий и др. 2007; Balitsky et al., 2016; Balitsky et al., 2020). В качестве исходных пород использовали битуминозные аргиллиты, горючие сланцы, богхед, сапропель, лигнит, газовый уголь, торф и битуминозная глина из различных регионов России и бывших республик СССР, а также Франции и Австрии. Взаимодействие пород осуществляли с чистой водой, нейтральными хлоридно-натриевыми, слабощелочными бикарбонатно-натриевыми и бикарбонатно-хлоридно-натриевыми растворами при температурах от 240 до 670 °С и давлениях – от насыщенного пара до 150 МПа. Обломки породы размером 5 – 8 мм в поперечнике и общим весом 10 – 12 г размещали на дне автоклава. Там же устанавливали несколько кварцевых стержней размером 2 x 4 x 80÷120 мм. Один из таких же стержней подвешивали на рамке в верхней зоне автоклава. В этом стержне путем предварительного травления подготавливали полости растворения, необходимые для формирования во время роста кварца т. н. стимулированных флюидных включений (Балицкий и др., 2007; Балицкая О.В. и др. 2010). После завершения опытов, продукты взаимодействия пород с гидротермальными растворами изучали под бинокулярным и поляризационным микроскопами, подвергали рентгеновскому, хроматографическому и битуминологическому анализам с использованием стандартных методик и приборов. Из выращенных кристаллов кварца готовили полированные пластинки толщиной 0.5 – 2.0 мм, содержащие флюидные включения. Поведение их при нагревании и охлаждении изучали микротермометрическим методом с использованием камеры THMSG-600 фирмы Linkam (Англия), микроскопа Amplival (Германия) с набором длиннофокусных объективов, видеокамеры и управляющего компьютера. Измерительный комплекс позволял в автоматическом режиме задавать скорости нагрева и охлаждения включений, наблюдать в них фазовые переходы в интервале температур от –196 до +600 °С и одновременно проводить съемку видеофильмов и отдельных кадров. Жидкие и газообразные фазы в индивидуальных флюидных включениях определяли по характерным полосам поглощения ИК-спектров в диапазоне 7000–2000 см⁻¹ (разрешение 4 см⁻¹), записанных с помощью ИК микроскопа Continuum (размер апертуры 10 мкм) на спектрометре Nicolet Nexus.

В результате было показано, что взаимодействие водных растворов с указанными выше породами при повышенных и особенно высоких температурах и давлениях происходит довольно интенсивно. Наиболее активно растворы взаимодействуют с горючими сланцами и наименее активно – с битуминозными глинами. Вскрытие охлажденных после опытов автоклавов сопровождалось небольшим хлопком, связанным с наличием в них остаточного давления. Вследствие этого, водный раствор, вспененный газами, с маслянистой жидкостью светло-желтого цвета частично изливался из автоклава. Такой же жидкостью были покрыты внутренние стенки автоклавов и кварцевые стержни. По данным хроматографического анализа и ИК-спектроскопии, маслянистая жидкость представлена нефтью, обогащенной легкой бензин-керосиновой фракцией. Обломки пород после опытов полностью или частично разрушились и превратились в глиноподобный материал. В качестве новообразований в нем присутствуют рентгеноаморфные твердые (и реже мягкие) черные блестящие битумы от сферической до неправильной формы размером от сотых долей до первых миллиметров. Они хорошо растворяются в хлороформе и сероуглероде и, с учетом рентгеновских данных, могут быть отнесены к асфальтам.

Кварцевые стержни, расположенные в нижней (более горячей) зоне автоклава, подверглись частичному растворению. В верхней (менее горячей) его зоне они незначительно обрастали весьма дефектным слоем кварца, содержащим многочисленные многофазные флюидные включения. Как правило, эти включения зарождались на мельчайших частицах разрушенных пород и битумоидов, осевших на поверхности затравочных стержней. Размеры флюидных включений составляют от тысячных до десятых долей миллиметра. Кроме того, включения присутствуют в самих затравочных стержнях. Они образованы при заращивании трубчатых каналов травления и более грубых каверн растворения. Длина включений измеряется от десятых долей до 2.0 – 2.5 мм, а диаметр - от тысячных до сотых и реже первых десятых долей миллиметра. Превалирующими во включениях являются бесцветная жидкость и газовый пузырек (или несколько газовых пузырьков). Кроме того, в них постоянно присутствует светло-желтая жидкая фаза в виде характерной оторочки на границе бесцветной жидкости и газового пузырька (рис. 1).

Толщина ее составляет тысячные доли миллиметра. Мельчайшие капельки такого же светло-желтого цвета наблюдаются непосредственно в бесцветной жидкой фазе. В оторочках и капельках практически всегда присутствуют черные сферические выделения. По данным локальной Фурье-ИК спектроскопии, бесцветная жидкая фаза во включениях представлена водным раствором. В газовом пузырьке присутствуют углеводородные газы, в основном, метан, а светло-желтая жидкая фаза является нефтью, точнее, ее легкой бензин-керосиновой фракцией. При нагревании включений капельки нефти в водном растворе, так же как их оторочка на границе водного раствора и газового пузырька растворяются при температурах 168 – 324°C. Газовый пузырек при этом заметно (в два-три раза) уменьшается в объеме. Полная гомогенизация включений в жидкую фазу наблюдается при температурах 368 – 375°C. Но в большинстве случаев в интервале температур 308 – 350 °C включения взрываются, не достигнув гомогенизации. Размеры сферических выделений черного цвета, находящихся во флюидных включениях, при указанных температурах, практически не уменьшаются.

Необычные явления наблюдаются при замораживании (до -150°C) и оттаивании (от -1.2 до +1.5°C) двухфазных (жидкость-газ) включений. В таких случаях во включениях на границе водного раствора и газового пузырька, как правило, появляется оторочка светло-желтой нефти. В ней, как обычно, наблюдается одно или несколько сферических выделений черного цвета (тяжелые нефтяные фракции). При нагревании до 170 – 280°C нефтяная оторочка полностью растворяется, но сферические черные выделения твердых битумов сохраняется практически без изменений.

Характер поведения флюидных включений полностью воспроизводится при неоднократном повторном их нагревании и охлаждении. Это свидетельствует о стабильности образующихся во включениях фаз.

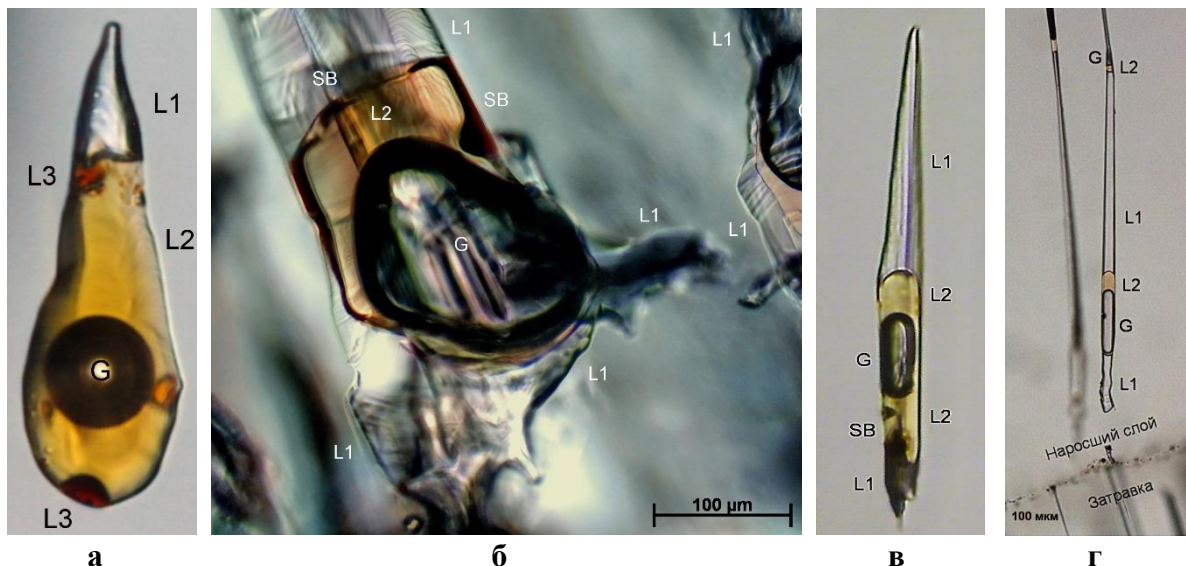


Рисунок 1. Примеры водно-углеводородных включений в кварце, выращенном при взаимодействии гидротермальных растворов с богхедом (а), битуминозными породами доманиковых отложений (б), горючими сланцами (в) и Баженовскими аргиллитами (г). Условные обозначения: L1 – водный раствор; L2 – жидкие (нефтеподобные) УВ; G – газовые УВ, в основном метан + пары жидких УВ и воды; SB – твердые битумы.

Выводы

Таким образом, проведенные исследования однозначно доказывают, что при взаимодействии битуминозных и углистых пород с гидротермальными растворами происходит образование жидких (нефтеподобных), полужидких, твердых (асфальт) и газообразных (в основном, метан) УВ. Это свидетельствует о том, что подобные процессы генерирования нефти и других указанных выше УВ могут вполне иметь место в природных условиях и, в частности, при восполнении и подпитке истощенных и отработанных нефтегазовых месторождений.

Библиография

1. Balitsky V.S., Prokof'ev V.Yu., Balitsraya L.V., Bublikova T.M., Pentelei S.V. Experimental study of the interaction of mineral-forming hydrothermal solutions with oil and their joint migration// *Petrology*. 2007. V. 15. No 3. P. 211–223.
2. . Балицкая О.В., Балицкий В.С. Механизмы формирования и морфогенетические типы искусственных флюидных включений в кристаллах синтетических минералов // Доклады Академии наук. 2010. Т.435 №1. С. 76–80.
3. Balitsky V.S., Penteley S.V., Pironon J., Barres O., Balitskaya L.V., and Setkova T.V. Phase states of hydrous–hydrocarbon fluids at elevated and high temperatures and pressures: Study of the forms and maximal depths of oil occurrence in the earth's interior // *Doklady Earth Sciences*. 2016. V. 466. No 2. P. 130–134.
4. V. S. Balitsky, T. V. Setkova, L. V. Balitskaya, T. M. Bublikova, and M. A. Golunova. In *Advances in Experimental and Genetic Mineralogy*, V.11, Litvin Yu.A. Safonov O.G (Editors), New York, 2020. P. 3-34.

Применение 3-D оборудования при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

Гаврилова В.К. *, (СОФ МГРИ, vict65@ramber.ru)

Аннотация

Цифровые технологии в нефтегазовой отрасли используются во всех сегментах: разведке и добыче, переработке, управлении поставками, логистике (хранении и транспортировке), а также в прогнозировании и планировании процессов. На них делают ставку, добиваясь повышения эффективности работы оборудования, снижения операционных и капитальных затрат.

Геологоразведочные работы (ГРР) на нефть и газ представляют собой совокупность выполняемых в определенной последовательности геологических, геофизических, геохимических, буровых и других работ и научных исследований, проводимых с целью изучения недр, открытия, геологоэкономической оценки и подготовки к разработке залежей (месторождений) нефти и газа.

По результатам этих работ сначала строят графические модели изучаемых объектов осадочных бассейнов (разрезы, карты различного назначения), а затем на основе этих построений оценивают перспективы их нефтегазоносности, открывая месторождения и проектируют их разработку. Геологоразведочные работы имеют две стороны: организационно-техническую и методическую. Первая включает вопросы организации работ, экономические и правовые условия их проведения и необходимые технические средства. Методическая сторона представляет собой совокупность принципов, методов, приемов и эмпирических правил, которыми пользуются в процессе проведения поисково-оценочных и разведочно-эксплуатационных работ.

Ключевые слова

Цифровые технологии, геологоразведочные работы, 3D-оборудование, серийное производство, разработка, современные системы.

Теория

Информационные технологии стали важной сферой производственной деятельности, характеризующейся нарастающей динамикой роста и оказывающей непосредственное влияние на развитие всей экономики. За последнее время в области информационных технологий произошли кардинальные изменения. Уникальность информационного производства заключается в оптимальном сочетании инженерно-технологической и интеллектуально-творческой деятельности. Это означает, что переход к высоким информационным технологиям является исключительно сложной задачей.

Новые возможности появились после разработки и внедрения 3D-оборудования. Пока еще не везде, но в целом ряде направлений эти технологии начали быстро вытеснять традиционные методы производства. 3D-печать создает условия, позволяющие решать самые разные задачи эффективно, быстро и качественно. Среди этих задачи можно отметить следующие:

разработка прототипов и изготовление новых компонентов и агрегатов (концепт-модели, тестовые образцы);

создание более современных систем и/или их элементов;

производство ремонта и/или замены старых деталей.

3D-оборудование на практике показало свою эффективность и возможности по производству более качественных и менее дорогих по себестоимости изделий.

Традиционные технологии ранее не позволяли делать компоненты со сложной геометрией. Для этого приходилось предпринимать массу более сложных и дорогих приемов, но не всегда с должным результатом. 3D-печать ликвидировала эту проблему и позволила изготавливать детали самой разной степени сложности и конфигурации. 3D-печать значительно сократила сроки производства. Весь процесс может занимать всего лишь несколько часов, в то время как производство по традиционным методам - недели или месяцы. 3D-печать снижает роль «человеческого фактора», а в ряде случаев его полностью ликвидирует, что влечет за собой большую точность и более высокое качество изделий, а также сокращает возможность допуска ошибок.

С помощью 3D-оборудования снижается себестоимость продукции, улучшаются ее параметры, а также улучшаются характеристики многих изделий и их возможности. 3D-печать создает возможности по управлению физико-механическими свойствами компонентов и даже целых систем с помощью смешивания различных расходных материалов.

Круг задач, которые можно решать с помощью современных систем 3D-печати, с каждым днем все больше расширяется. Продукцию теперь можно получать намного быстрее и на более высоком уровне качества. Прежде всего, новые технологии расширяют возможности для инженеров и конструкторов машиностроительной отрасли (узлы и агрегаты буровых станций, механизмов для нефтегазо-перекачивания). С помощью этого оборудования можно проще решать проблемы во время создания концептуальных образцов, а также производства готовых изделий.

3D-оборудование позволяет создавать прототипы для тестирования еще до начала серийного производства и осуществлять тестирование и проверку различных характеристик, чтобы заранее устранить вероятные дефекты. 3D-печать расширяет возможности для создания корпусов приборов и компонентов устройств. Новое оборудование позволяет создавать уникальные вещи с уникальными свойствами и обеспечивать надежную работу проектируемых устройств. 3D-печать создает широкие возможности по созданию удобной и эффективной оснастки, ускоряющей производство. 3D-принтеры позволяют создавать быстро и качественно литейные модели. Теперь можно делать очень точные восковки, выжигаемые модели, а также образцы для литья.

С помощью 3D-принтера можно изготавливать изделия, которые уже готовы к эксплуатации: компоненты различных механизмов, детали и запчасти для ремонта, компоненты двигателей и многое другое.

3D принтеры позволяют решить ряд непростых задач. Прежде всего, это производство сложнопрофильных и уникальных изделий без необходимости использования механических станков и изготовления новой оснастки для каждой детали.

Повышается качество изделий, за счет отсутствия в них литейных дефектов. Кроме того, за один цикл можно изготавливать интегрированные модели.

Немаловажным преимуществом является и полностью автоматизированное изготовление, т.е. отсутствие «человеческого фактора», а также возможность производства малых партий деталей, без переналадки основного оборудования, за счет чего повышается рентабельность.

Применение современных 3D технологий позволяет производить готовые изделия из различных материалов для быстрого ремонта оборудования, не ожидая поставки запчастей и инструментов. Это возможность изготовления высокоточной оснастки для литья, различных крепежей, приспособлений и прочих изделий.

Применение 3D принтеров в машиностроении делает производство гибким, способным адаптироваться под любого заказчика. Одновременно с этим решается задача и повышения экономической эффективности за счет существенного снижения затрат на переналадку оборудования, расходные материалы, персонал, электроэнергию и логистику.

При подготовке специалистов по разработке и добычи полезных ископаемых можно использовать не только 3D принтер, но и 3D-ручку. По сути, это портативный 3D-принтер, главное отличие технологий в том, что модель не нужно составлять на компьютере, достаточно, используя ручку, рисовать в воздухе придуманный предмет.

На рисунке 1 и рисунке 2 представлен действующий макет буровой станции, полностью изготовленный 3D-ручкой. Студент группы ПГ-1-1 СОФ МГРИ создал трехмерную модель как самой станции, так и помещений, необходимых для ее эксплуатации и обслуживания.



Рисунок 1. Макет буровой станции



Рисунок 2. Макет буровой вышки

У 3D-технологий есть и сдерживающие факторы. Это и высокая стоимость оборудования и материалов, и недостаточная изученность, и нехватка специалистов, и сложности с интеграцией в традиционные технологические цепочки. Этот метод на сегодня не может вытеснить или заменить классические технологии, но он доказывает

экономическую выгоду при прототипировании и мелкосерийном производстве и становятся единственно возможным решением при изготовлении сложных деталей небольшого размера.

Выводы

Использование 3D технологий – это по-настоящему волшебство. В промышленных масштабах они могут вытеснить все ранее действующие технологии по производству как запасных частей, так и узлов, и агрегатов. В виду большой удаленности буровых станций от промышленных центров, данные технологии могут применяться непосредственно на площадках по разработке и эксплуатации месторождений полезных ископаемых. Это сократит время для изготовления и доставки к месту эксплуатации запасных частей и других комплектующих.

Библиография

1. Компьютерный инжиниринг/ А.И.Боровков, С.Ф.Бурдаков, О.И.Клявин, М.П.Мельникова, А.А.Михайлов, А.С.Немов, В.А.Пальмов, Е.Н.Силина. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2012. – 93с.
2. Нестеров И.И., Васильев В.Б. Теория и практика нефтегазозазведочных работ. - М.: Недра, 1993.
3. Современное инженерное образование / А.И.Боровков, С.Ф.Бурдаков, О.И.Клявин, М.П.Мельникова, В.А. Пальмов, Е.Н.Силина. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2012. – 80с.
4. К. Афанасьев, 3D-принтеры, - [Электронный ресурс:<http://www.3dnews.ru>]
5. <http://www.printer3d.su/technology>

Перспективы использования выхлопных газов для увеличения нефтеотдачи и снижения углеродного следа

Горбылева Я.А.* (РУДН, yana_gorbyleva@mail.ru)

Аннотация

Данное исследование посвящено вопросу снижения вредного воздействия от выбросов CO₂ и остальных побочных компонентов горения топлива в атмосферу за счет их использования для создания водогазовой смеси и дальнейшей закачки её в нефтенасыщенный пласт для повышения нефтеотдачи. Проведенный анализ позволил оценить перспективы использования выхлопных газов для повышения нефтеотдачи.

Ключевые слова

Выхлопные газы, водогазовое воздействие, повышение нефтеизвлечения, эжектор.

Источники финансирования

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 20-35-90115.

Теория

Актуальной глобальной темой на сегодняшний день являются пути декарбонизации промышленности и поиски технических и технологических решений для снижения влияния вредных выбросов CO₂ в атмосферу за счет их использования. По данным [3] вклад нефтегазового сектора промышленности в общий объем выбросов CO₂ от энергетики составляет две трети от 40 гигатонн. В данное значение включены выбросы, связанные как непосредственно с извлечением, подготовкой, транспортировкой и переработкой – в сумме 20%, так и косвенно с потреблением (например, сжиганием) углеводородов для других целей – 80%. По данным Мирового банка [4], в 2019 году объемы сжигаемого в факелах попутного нефтяного газа (ПНГ) увеличились на 5 млрд кубометров — до 150 млрд. Самый большой рост зафиксирован в Сирии (на 35%) и США (на 23%), следом идут Венесуэла (16%) и Россия (9%). Статистика объемов сжигаемого ПНГ за последние 5 лет представлена в таблице 1. На рисунке 1 приведены данные по сжиганию газа факелах в странах мира, полученные непосредственно со спутника, запущенного в 2012 году и контролируемого Национальным Управлением Океанических и атмосферных исследований США (NOAA). На рисунке 2 приведены данные по интенсивности сжигания газа факелах, соотношенные к количеству добываемой нефти по каждой стране.

*Таблица 1.
Динамика объемов сжигаемого ПНГ в России за 2015-2019 год по оценке Глобального партнерства Всемирного банка по сокращению сжигания попутного газа (GGFR).*

млрд м ³	2015	2016	2017	2018	2019	Изменение за 2018-2019 гг.
Россия	19.62	22.37	19.92	21.28	23.21	1.93

Являясь мировым лидером по сжиганию ПНГ, Россия, как и многие другие страны, продолжает стремиться к увеличению нефтеизвлечения из пластов. С учетом ухудшения структуры разрабатываемых запасов, при поиске решений следует учитывать возможность совместного решения двух данных глобальных проблем. Основными компонентами выхлопных газов, получаемых при сжигании любого вида топлива, являются азот N_2 (около 74-77 %) и диоксид углерода CO_2 (5-12%). Из-за больших объемов выбросов CO_2 многие страны (Китай, США и др.) ведут разработки технологий, которые позволяют улавливать CO_2 , закачивать для хранения в соляные пласты или же использовать для закачки в нефтяные пласты [5-7].

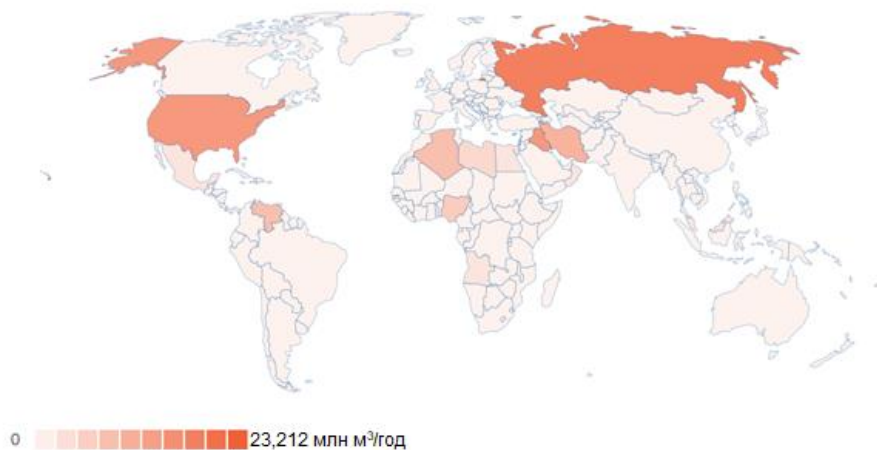


Рисунок 1. Визуализация данных по сжиганию газа на факелах в мире за 2019 год.

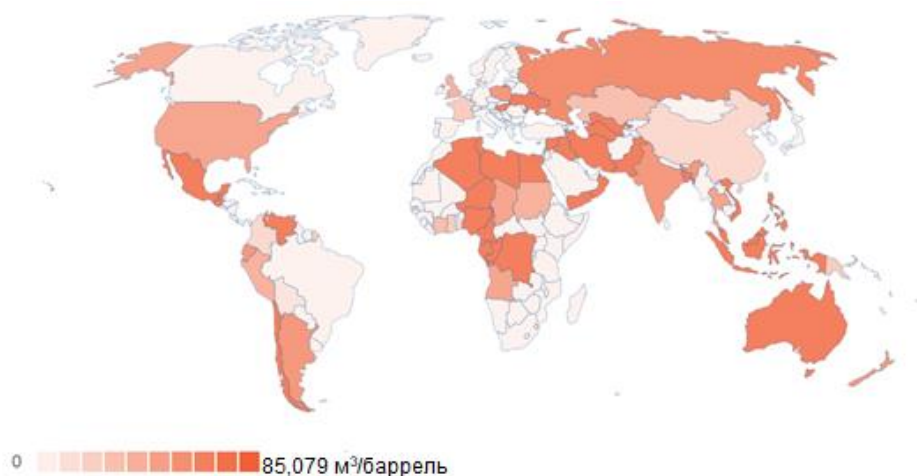


Рисунок 2. Визуализация данных по интенсивности горения факелов в мире за 2019 год.

Анализ работ, посвященных исследованию водогазового воздействия с закачкой CO_2 при достижении смешиваемого вытеснения, подтверждает эффективность данного метода по результатам лабораторных исследований, гидродинамического моделирования, пробных пилотных проектов. Лабораторное экспериментальное исследование [8] подтверждает, что закачка дымовых газов в коллекторы легкой нефти может быть рентабельным методом вытеснения газа для увеличения нефтеотдачи, особенно в коллекторах с низкой пористостью и проницаемостью. Проведенное экспериментальное исследование по изучению механизма вытеснения дымовыми газами легкой нефти при пластовой температуре 116 °С и типичных пластовых давлениях от 27,63 МПа до 46,06 МПа подтвердило, что дымовые газы вытесняют нефть в процессе

прямого контакта, напоминающего комбинированный механизм вытеснения нефти газом за счет многоконтрактного испарения и конденсации.

Исходя из того, что покомпонентный состав дымовых и выхлопных газов аналогичен, это позволяет подтвердить возможность использования последних в процессах повышения нефтеотдачи менее эффективно, по сравнению с чистым CO₂. Исходя из состава выхлопных газов выделено несколько возможных механизмов, которые влияют на извлечение нефти [9, 10]. Одним механизмом является непосредственное вытеснение свободным газом, обеспечиваемое наличием N₂, другой механизм – солубилизация, обеспечиваемая за счет растворимости CO₂, а также оказывает влияние изменение характеристик смачиваемости и относительных проницаемостей.

В исследовании [11] проводилось сравнение эффективности водогазового воздействия WAG (water-alternating-gas injection) с CO₂ и с искусственно созданными дымовыми газами (70 мол.% N₂ + 30 мол.% CO₂ и 85 мол.% N₂ + 15 мол.% CO₂) для месторождений тяжелой нефти с низкими пластовыми давлениями, т.е. в условиях несмешивающегося вытеснения. Присутствие N₂ в составе дымовых газов (при 30% CO₂) снизило растворимость диоксида углерода, что привело к уменьшению «набухания» нефти по сравнению с вытеснением чистым CO₂, а также к незначительному снижению вязкости при более низких давлениях в системе. Однако результаты вытеснения со смесью 30% CO₂ + 70% N₂ и 15% CO₂ + 85% N₂ показали коэффициент извлечения, который был выше, чем с чистым газом (N₂ или CO₂). Таким образом, азот в закачиваемой смеси не оказывал вредного воздействия на нефтеотдачу по сравнению с добычей нефти с чистым CO₂. Это говорит о том, что некоторые другие механизмы, помимо набухания нефти и снижения вязкости, ответственны за повышение нефтеотдачи от процесса с несмешивающимся вытеснением.

С технической точки зрения для создания водогазовой смеси предпочтительно использовать жидкостно-газовый эжектор. Принципиальная схема насосно-эжекторной системы (НЭС) для ВГВ показана на рисунке 3. В состав насосно-эжекторной системы [1] помимо основных элементов может быть включен дозировочный насос для добавления ПАВ и создания более устойчивой мелкодисперсной системы.

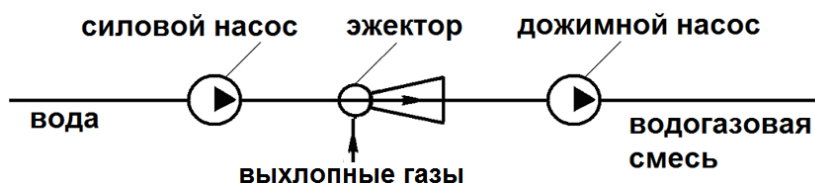


Рисунок 3. Принципиальная схема насосно-эжекторной системы для водогазового воздействия.

Существующие другие методы создания обладают весомыми недостатками: высокая стоимость и сложность обслуживания. Использование НЭС позволяет не только просто и эффективно создавать водогазовую смесь, но и регулировать работу системы при изменяющихся расходах газа [2]. Источником выхлопных газов могут быть промышленные электрогенерирующие установки, работающие на попутном нефтяном газе (ПНГ). В данном случае сокращаются объемы CO₂ как от сжигания ПНГ, так и после его альтернативного применения для генерации электричества и тепла.

Выводы

По результатам проведенного исследования показана перспектива использования выхлопных газов для повышения нефтеотдачи как для смешивающегося, так и несмешивающегося вытеснения. Предлагаемая технология водогазового воздействия с выхлопными газами позволяет уменьшить углеродный след в атмосфере.

Библиография

1. Дроздов А.Н., Дроздов Н.А., Горбылева Я.А., Горелкина Е.И. Повышение эффективности работы жидкостно-газового эжектора // 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>
2. Дроздов А.Н. Совершенствование эксплуатации насосно-эжекторных систем при изменяющихся расходах попутного нефтяного газа / А.Н.Дроздов, Я.А.Горбылева // Записки Горного института. 2019. Т. 238. С. 415-422. DOI: 10.31897/PMI.2019.4.415
3. Decarbonizing Energy: From A to Zero. Research report. (2020) Accenture. URL: https://www.accenture.com/_acnmedia/PDF-135/Accenture-Decarbonizing-Energy-Full-Report-Digital-LDM.pdf
4. Global Gas Flaring Tracker Report. (2020) Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR). URL: <http://pubdocs.worldbank.org/en/503141595343850009/WB-GGFR-Report-July2020.pdf>
5. Hill L. B., Li X., & Wei, N. (2020). CO₂-EOR in China: A comparative review. International Journal of Greenhouse Gas Control, 103, 103173. doi:10.1016/j.ijggc.2020.103173
6. Hite R. (2016) South Louisiana Enhanced Oil Recovery/Sequestration R&D Project Small Scale Field Tests of Geologic Reservoir Classes for Geologic Storage. United States. doi:10.2172/1332270.
7. Li Q., Li X., Kuang D., Niu Z., Li X., Lu X., et al. (2017). Abandonment process for injection well of China's Shenhua carbon dioxide geological storage demonstration project. Greenhouse Gases: Science and Technology, 7(5), 903–914. doi:10.1002/ghg.1688
8. Shokoya O.S., (Raj) Mehta S.A., Moore R.G., Maini B.B., Pooladi-Darvish M. & Chakma A. (2004). The Mechanism of Flue Gas Injection for Enhanced Light Oil Recovery. Journal of Energy Resources Technology, 126(2), 119. doi:10.1115/1.1725170
9. Spivak A., Garrison W. H. & Nguyen J. P. (1990). Review of an Immiscible CO₂ Project, Tar Zone, Fault Block V, Wilmington Field, California. SPE Reservoir Engineering, 5(02), 155–162. doi:10.2118/17407-pa
10. Srivastava R.K., Huang S.S. & Dong M. (1999). Comparative Effectiveness of CO₂ Produced Gas, and Flue Gas for Enhanced Heavy-Oil Recovery. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2(03), 238–247. doi:10.2118/56857-pa
11. Zhang Y.P., Sayegh S., Huang S. (2006). Enhanced heavy oil recovery by immiscible WAG injection. The Petroleum Society's 7th Canadian International Petroleum Conference (57th Annual Technical Meeting), Calgary, Alberta, Canada, June 13 – 15, 2006.

Повышение производительности, надежности и расширение области применения насосно-эжекторных систем при реализации водогазового воздействия на пласт

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

Аннотация

Предложено новое техническое решение (заявка на выдачу евразийского патента на изобретение 202000361 от 18.12.2020), позволяющее повысить эффективность водогазового воздействия, являющегося перспективным методом повышения нефтеотдачи. Способ водогазового воздействия на пласт включает проведение фильтрационных исследований и определение области рациональных газосодержаний для максимально возможного увеличения коэффициента вытеснения нефти, а также последующую реализацию закачки водогазовой смеси в пласт. Часть воды направляют при этом для охлаждения рабочей жидкости в гидроприводной насосно-эжекторной системе с одновременной дополнительной откачкой газа. Установка для водогазового воздействия на пласт содержит четыре насоса, три эжектора, линию нагнетания воды, линию откачки газа, перепускную линию и линию подачи водогазовой смеси в нагнетательные скважины. На линии откачки газа установлена гидроприводная насосно-эжекторная система. К линии нагнетания воды подсоединена линия подачи воды в сопло третьего эжектора, приемная камера которого сообщена с линией откачки газа, выходная линия направлена в сепаратор. При этом к входной линии второго силового насоса подключена линия перепуска воды с регулируемой задвижкой, сообщенная с линией подачи воды в первый силовой насос и с входной линией третьего силового насоса, выходная линия которого соединена с линией нагнетания воды в сопло первого эжектора.

Ключевые слова

Водогазовое воздействие, увеличение нефтеотдачи, область рациональных газосодержаний, насосно-эжекторная система, водогазовая смесь.

Теория

В последние годы во всём мире наблюдается истощение разрабатываемых нефтяных месторождений. Неуклонно возрастает доля трудноизвлекаемых запасов, вовлекаемых в разработку. Это означает, что необходимо разрабатывать новые технологии и способы эксплуатации месторождений. Водогазовое воздействие с использованием насосно-эжекторных систем является эффективным методом увеличения нефтеотдачи. Этот метод позволяет готовить на поверхности водогазовую смесь и закачивать её через нагнетательные скважины в широком диапазоне давлений нагнетания и расходов газа.

Известны различные решения по применению насосно-эжекторных систем для водогазового воздействия. Однако у них имеются, помимо достоинств, определенные недостатки, что вызывает необходимость разработки новых технических решений в данной области.

Техническое решение [1] характеризуется трудным запуском в эксплуатацию, поскольку при подаче воды от силового насоса в эжектор сразу же резко возрастает

давление на приеме дожимного насоса перед его включением, что может привести к выходу из строя торцового уплотнения вала на приеме дожимного насоса и отказу оборудования. Одновременное же с подачей воды в эжектор включение дожимного насоса может привести к возникновению разрежения на приеме дожимного насоса, что также негативно сказывается на надежности торцового уплотнения. Это ограничивает область применения решения, представленного в [1].

Способ и устройство [2], наиболее близкие по технической сущности к предлагаемому в данной работе новому решению, не обеспечивают эффективное охлаждение рабочей жидкости в гидроприводной насосно-эжекторной системе, что снижает надежность и ограничивает время её работы, требует периодических остановок и уменьшает производительность по газу.

Способ [3] имеет низкие функциональные возможности и ограниченную область применения из-за невозможности создания эжектором высоких давлений нагнетания водогазовой смеси. Область применения способа [4] ограничена из-за невозможности работы при высоких расходах газа. Следует отметить также низкую эффективность способа [4], т.к. он не позволяет достичь наивысшего увеличения нефтеотдачи, поскольку не обеспечивают закачку водогазовой смеси в области рациональных газосодержаний.

Технической проблемой, решение которой предлагается в данной работе, является повышение надежности и производительности установки по газу путем обеспечения дополнительного эжектирования газа совместно с эффективным охлаждением рабочей жидкости в гидроприводной насосно-эжекторной системе.

Указанная проблема решается тем, что в способе, включающем проведение перед закачкой водогазовой смеси фильтрационных исследований вытеснения нефти из моделей пласта водогазовыми смесями при различных газосодержаниях, определяют область рациональных газосодержаний смеси в пластовых условиях, в которой обеспечиваются максимальные значения коэффициента вытеснения нефти, и последующую закачку смеси в пласт насосно-эжекторной системой проводят при обеспечении газосодержания смеси $\beta_{пл}$ в пластовых условиях, исходя из соотношения

$$\beta_{мин} \leq \beta_{пл} \leq \beta_{макс} ,$$

где $\beta_{мин}$ – минимальное газосодержание, соответствующее левой границе области рациональных газосодержаний смеси в пластовых условиях,

$\beta_{макс}$ – максимальное газосодержание, соответствующее правой границе области рациональных газосодержаний смеси в пластовых условиях.

При этом процесс закачки смеси включает нагнетание воды первым силовым насосом в сопло первого эжектора, откачку газа первым эжектором, создание, диспергирование и повышение давления водогазовой смеси первым эжектором с последующим нагнетанием дожимным насосом водогазовой смеси в пласт, поддержание содержания свободного газа в смеси на приёме дожимного насоса не выше величины предельного газосодержания, регулирование содержания свободного газа в смеси на приёме дожимного насоса изменением подачи газа первым эжектором, регулирование предельного газосодержания путём изменения давления на приёме дожимного насоса за счёт изменения давления воды, нагнетаемой в первый эжектор и/или путем изменения

пенообразующих свойств водогазовой смеси, а также регулирование расходов газа, воды, давления и содержания свободного газа в смеси на приёме дожимного насоса регулируемой задвижкой или компрессором и/или гидроприводной насосно-эжекторной системой со вторым силовым насосом, вторым эжектором и сепаратором, и/или путем использования гравитационного поля Земли для сжатия водогазовой смеси от выходной линии первого эжектора до приема дожимного насоса, причем при запуске насосно-эжекторной системы в работу сначала перекрывают регулируемой задвижкой линию откачки газа, сообщают выходную линию первого эжектора с приемной линией первого силового насоса, затем подключают сопло первого эжектора к первому силовому насосу и включают дожимной насос, после чего разобщают выходную линию первого эжектора с приемной линией первого силового насоса и постепенно открывают регулирующую задвижку на линии откачки газа.

Новым в способе является то, что часть воды, нагнетаемой первым силовым насосом, направляют для охлаждения воды в гидроприводной насосно-эжекторной системе с одновременной дополнительной откачкой газа третьим эжектором, направлением водогазовой смеси после третьего эжектора в сепаратор, и последующей подачей части воды из сепаратора гидроприводной насосно-эжекторной системы на прием первого силового насоса или нагнетанием этой части воды в сопло первого эжектора.

Фильтрационные исследования вытеснения нефти из моделей пласта водогазовыми смесями при различных газосодержаниях проводят на специальных установках трехфазной фильтрации. По данным этих исследований строят зависимости коэффициента вытеснения нефти $K_{\text{выт}}$ от газосодержания водогазовой смеси в пластовых условиях.

Границы области рациональных газосодержаний смеси в пластовых условиях определяют по графику зависимости коэффициента вытеснения нефти $K_{\text{выт}}$ от газосодержания водогазовой смеси в пластовых условиях $\beta_{\text{пл}}$, исходя из условия, что допустимое снижение коэффициента вытеснения нефти $K_{\text{выт}}$ на границах области по сравнению с его максимальным значением составляет не более 10 % (рисунок 1).

Указанная проблема решается также тем, что в установке для водогазового воздействия на пласт, содержащей первый силовой насос, первый эжектор, дожимной насос, выполненный в наземном, либо в погружном скважинном исполнении, а также линию подачи воды в первый силовой насос, линию нагнетания воды, линию откачки газа и линию закачки водогазовой смеси в пласт, причем приемная камера первого эжектора сообщена с линией откачки газа, линия нагнетания воды направлена в сопло первого эжектора, выходная линия эжектора соединена с приемом дожимного насоса, а на линии нагнетания воды установлена регулируемая задвижка, причем первый силовой насос, дожимной насос и дозировочный насос снабжены частотно-регулируемыми приводами, выходная линия первого эжектора сообщена с линией подачи воды в силовой насос посредством перепускной линии с регулируемой задвижкой, при этом на линии откачки газа перед приемной камерой первого эжектора также установлена регулируемая задвижка, а на линии откачки газа установлены регулируемая задвижка и/или компрессор и/или гидроприводная насосно-эжекторная система, согласно новому техническому решению, к линии нагнетания воды подсоединена линия подачи воды в сопло третьего эжектора, причем приемная камера третьего эжектора сообщена с линией откачки газа, выходная линия третьего эжектора направлена в сепаратор, при этом к входной линии второго силового насоса подключена линия перепуска воды с

регулируемой задвижкой, причем линия перепуска воды сообщена с линией подачи воды в первый силовой насос и с входной линией третьего силового насоса, выходная линия которого соединена с линией нагнетания воды в сопло первого эжектора, при этом на входной и выходных линиях третьего силового насоса установлены регулируемые задвижки.

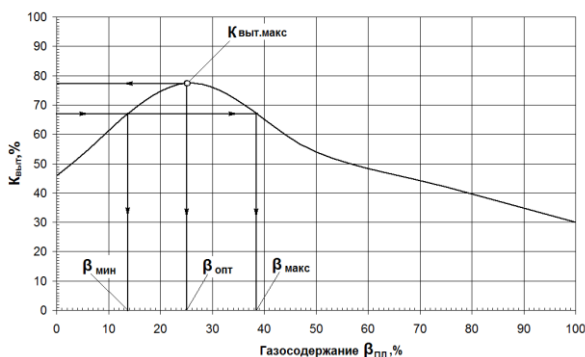


Рисунок 2. Зависимость величины коэффициента вытеснения нефти $K_{выт}$ от значения газосодержания $\beta_{пл}$ и область рациональных газосодержаний

Техническим результатом является повышение производительности, увеличение надежности и расширение области применения насосно-эжекторных систем при реализации водогазового воздействия на пласт.

Выводы

Предлагаемое новое техническое решение позволяет повысить надежность работы и производительности установки по газу путем обеспечения дополнительного эжектирования газа, что расширяет область применения насосно-эжекторных систем при реализации водогазового воздействия на пласт.

Библиография

1. Дроздов А.Н., Дроздов Н.А. Принципиальные предложения по технической реализации водогазового воздействия на Уренгойском месторождении // Территория НЕФТЕГАЗ. 2017. № 10. С. 56–60.
2. Патент Республики Казахстан на полезную модель 5138. Способ и насосно-эжекторная система для водогазового воздействия на пласт / Н.А. Дроздов, А.Н. Дроздов, Д.Г. Еснязов. – МПК Е 21 В 43/20, опубл. 10.07.2020.
3. Патент РФ 2088752. Способ разработки нефтяного месторождения / В.И. Крючков, Г.И. Губеева. – МПК Е 21 В 43/20, опубл. 27.08. 1997.
4. Патент РФ 2190760. Способ водогазового воздействия на пласт / А.Н. Дроздов, А.А. Фаткуллин. – МПК Е 21 В 43/20, опубл. 10.10.2002.

Оценка факторов, влияющих на влагосодержание добываемого газа
Контарев А.А. (ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Alexeykontareff@mail.ru), Рогов Е.А.
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Rogov.rea@yandex.ru)

Аннотация

В статье рассмотрены результаты оценок изменения влагосодержания добываемого газа и влияния конденсационной воды на эксплуатацию газовых скважин. Указаны факторы, способствующие повышению влагосодержания пластового газа в ходе разработки месторождения, что оказывает решающее влияние на механизм выпадения конденсационной воды в стволе эксплуатационных скважин, выноса жидкости на поверхность и утилизации в пласт.

Ключевые слова: пластовый газ, термобарические условия, влагосодержание газа, теплообмен, конденсация, фильтрация конденсационной воды.

Теория

Природный газ газовых и газоконденсатных месторождений при начальном пластовом давлении и температуре, наличии пластовой и связанной воды полностью насыщен парами влаги. Извлечение газа из пласта в процессе эксплуатации месторождений приводит к снижению давления и температуры на всем пути движения газа. Изменение термодинамических свойств в процессе эксплуатации ведет к выпадению из природного газа капельной влаги. Сконденсировавшаяся влага увеличивает потери давления по стволу скважины, накапливаясь может приводить к частичному или полному перекрытию проходного сечения труб, обратной фильтрации жидкости в пласт.

Воды, добываемые попутно с природным газом, делятся на конденсационные, пластовые, техногенные. Разработанные и успешно используемые на газоконденсатных месторождениях методики (Дегтярев Б.В., Кузнецов Ю.С., Ставицкий В.А., Соловьева И.М.) позволяют определить количество той или иной воды в составе поступающей из скважины жидкости.

Особенности термобарических свойств неглубоко залегающих газовых залежей и наличие толщи многолетнемерзлых пород уже на стадии периода постоянной добычи приводят к конденсации паров воды в стволе скважин и возможности ее накопления. На месторождениях севера Тюменской области контроль состава добываемой из скважин воды выполняется с постоянной периодичностью. Данные исследований показывают, что на современном этапе разработки основное количество скважин по-прежнему обводняются конденсационной водой [1,6].

Для примера рассмотрено одно из газовых месторождений Тюменской области. Термобарические условия перед началом эксплуатации оцениваемого месторождения: пластовое давление 11,9 МПа, температура пласта 300С. Компонентный состав газа (в мол. долях) $\text{CH}_4 - 0,9826$, $\text{C}_2\text{H}_6 - 0,0015$, $\text{C}_3\text{H}_8 - 0,0004$, $\text{N}_2 - 0,0124$, $\text{CO}_2 - 0,0031$. В этих условиях пластовый газ способен растворить в себе 0,43 г/м³ воды (рисунок 1).

В процессе длительной разработки месторождения пластовое давление постепенно снижается, одновременно возрастает потенциальная влагоемкость газа.

Текущее пластовое давление в зонах размещения скважин составляет от 2 до 8 МПа в зависимости от уровня выработки запасов по отдельным площадям. Расчетная влагоемкость газа при текущих пластовых условиях может достигать 1,5 г/м³. Термин потенциальная влагоемкость газа использован потому, что обмен между пластовым газом и подошвенной пластовой водой ограничен площадью текущего контакта. Кроме того, наличие в залежи выдержанных низкопроницаемых разностей затрудняет процесс насыщения газа парами воды. Пластовый газ является недонасыщенным и может растворять в себе дополнительные объемы воды.

Эти дополнительные объемы обеспечивает процесс разгазирования пластовой и конденсационной воды, заполняющей мелкие поры пород, вследствие снижения пластового давления. Растворенный в остаточной воде газ может составлять значительную величину. Так, для оцениваемого месторождения предельное насыщение воды природным газом в приконтактной зоне при начальном пластовом давлении по данным Корценштейна В.Н. составляет от 1970 до 2060 см³/л.

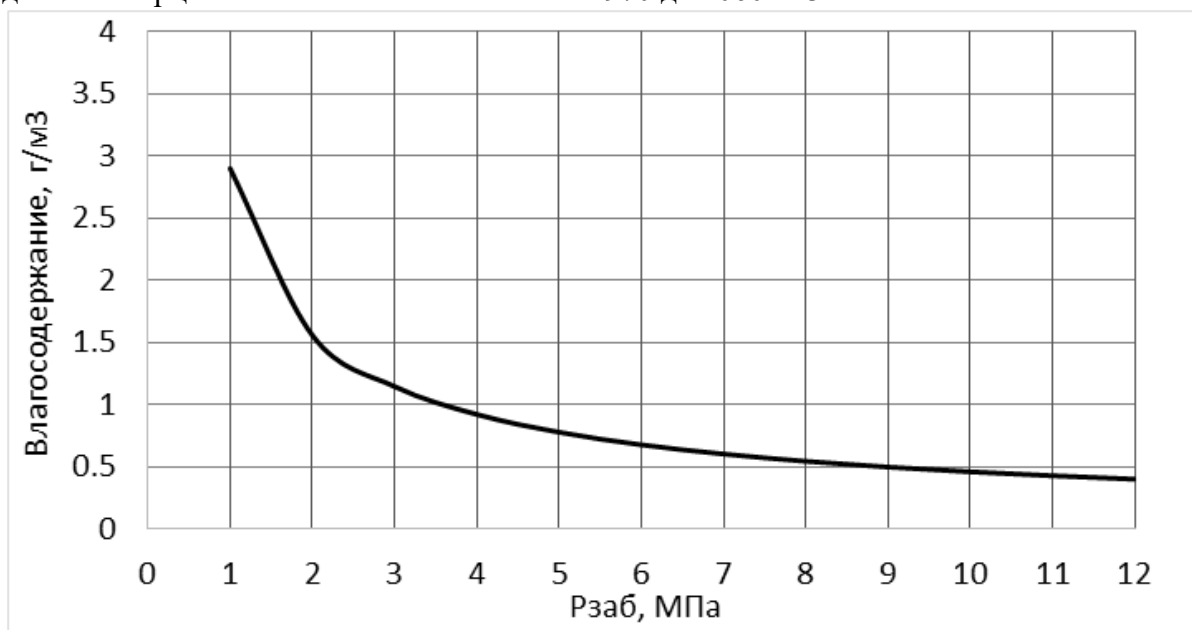


Рисунок 1. Влагосодержание газа в забойных условиях ($T_{заб.} = 30^{\circ}C$)

При снижении пластового давления выделяющийся из реликтовой и пластовой воды газ начинает вытеснять ее из мелких пор, делая воду подвижной и вступающей в контакт с недонасыщенным влагой пластовым газом. Объем конденсационной воды для оцениваемого месторождения, которая может стать подвижной и будет растворена в пластовом газе был рассчитан исходя из значения связанной водонасыщенности S_B , среднее значение которой составляет 0,3. Отношение объема жидкой фазы к объему всей смеси в пластовых условиях представляет собой насыщенность порового пространства связанной водой:

$$S_B = \frac{N_L Z_L}{N_V Z_V + N_L Z_L}$$

N_L - количество молей жидкой водной фазы; Z_L - коэффициент сверхсжимаемости жидкой водной фазы; N_V - количество молей паровой фазы; Z_V - коэффициент сверхсжимаемости паровой фазы.

Рассчитанного из данного соотношения объема воды достаточно для повышения влагосодержания пластового газа до 1,4 г/м³ при пластовом давлении 2 МПа, что хорошо согласуется с промысловыми данными [2].

В то же время, на оцениваемом месторождении, находящемся на поздней стадии разработки, наблюдается снижение фактически отсепарированной жидкости на установках подготовки газа по сравнению с предыдущими годами. При этом снижаются как объемы конденсационной, так и пластовой воды. Это может быть вызвано тем, что часть воды не выносится скважинами и фильтруется обратно в пласт.

По мере извлечения запасов газа, снижения давления в залежи, падает плотность, растут скорости потока и одновременно возрастают потери давления при фильтрации через забой скважины и при движении газа вдоль лифтовых труб. При снижении давления вдоль ствола скважины вследствие эффекта Джоуля-Томсона происходит снижение температуры газа. Немалую долю в снижении температуры в стволе скважины вносят процессы теплообмена с окружающими многолетнемерзлыми породами.

Как видно из рисунка 2, при снижении температуры потока по стволу скважины способность газа удерживать влагу быстро сокращается. При $T=0^{\circ}\text{C}$ в газе содержится уже от 0,1 до 0,2 г/м³ влаги в зависимости от давления сепарации. Скважины выполняют роль установки по осушке газа, часть конденсированной воды скатывается вниз на забой.

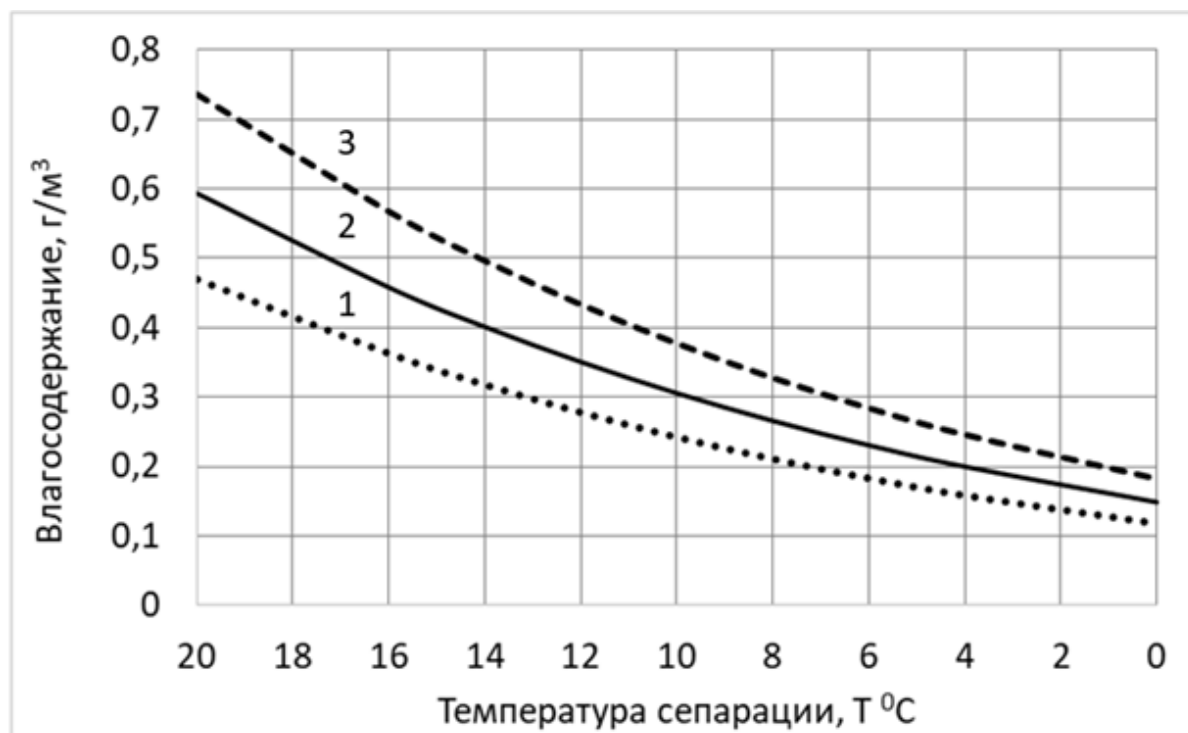


Рисунок 2. Влагосодержание газа при изменении температуры потока
1 – $P_{cen}=4$ МПа; 2 – $P_{cen}=3$ МПа; 3 – $P_{cen}=2$ МПа;

Вследствие изменения термобарических условий, постепенного увеличения скорости потока газа от интервалов перфорации до устья зачастую формируется режим противоположного направления течения жидкости вдоль стенок скважины (фонтанных труб). Конденсированная в стволе скважины влага в виде кольцевой пленки может двигаться вверх с потоком газа или стекать вниз к забою. Если пленка жидкости

двигается вверх, то режим называется реверсом, если стекает вниз – захлебыванием. Скорость начала реверса называется критической. Нередко в скважине устанавливается режим, когда жидкость на определенной глубине в скважине имеет нулевую скорость. Выше этой точки вода выносится потоком вверх к устью скважины и далее в шлейф, а ниже данной точки вода скатывается к забою.

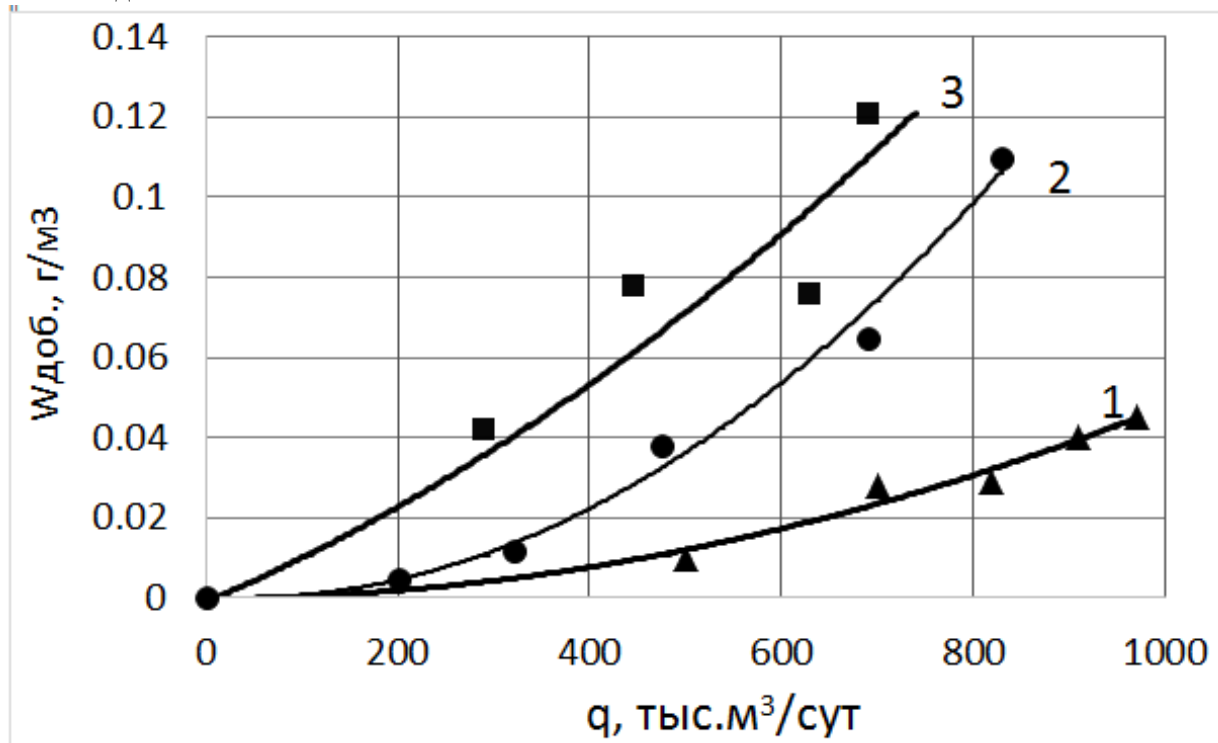


Рисунок 3. Зависимость количества отсепарированной воды $W_{доб.}$ от дебита q по скважине:
1 – $P_{ст}=5,9$ МПа (на 30.07.98); 2 – $P_{ст}=4,8$ МПа (на 07.06.00); 3 – $P_{ст}=4,2$ МПа (на 05.07.01);

На рисунке 3 приведены статистические данные по количеству отсепарированной жидкости $W_{доб.}$ на установке «Надым-1» от дебита газа q и статического давления $P_{ст}$ одной из скважин месторождения. Как видно, количество выносимой воды возрастает по нелинейному закону с увеличением дебита.

Для обеспечения необходимых объемов добычи, с целью повышения продуктивности газовых скважин выполнялись операции по увеличению проницаемости призабойной зоны пласта [5]. На оцениваемом месторождении во многих скважинах были выполнены операции повторного перфорирования. Дополнительно вскрывались вышележащие интервалы продуктивного пласта. Добыча газа выполнялась из всех вскрытых интервалов одновременно.

По мере накопления жидкости в скважинах нижние интервалы перфорации начинают работать через столб воды. Для нижних интервалов перфорации устанавливается режим пробкового или даже пузырькового течения. Одновременно происходит фильтрация конденсационной воды через нижние перфорационные отверстия из скважины в пласт под действием сил гравитации [3]. Верхние интервалы перфорации в это время работают газом без захлебывания.

В таком установившемся режиме скважины работают на протяжении многих лет. Периодические остановки добычи приводят к необходимости продувки скважин на выкидную линию, снижая устьевое давление на непродолжительное время [4]. В результате, потоком на высокой скорости из скважины удаляются скопления жидкости, механические примеси и далее скважину снова переключают на работу в газосборный коллектор.

Выводы

Процессами накопления конденсационной воды в стволе скважины возможно управлять, для этого необходимо соблюдение термобарических условий и обеспечение скорости выноса.

Для обеспечения стабильной работы скважин необходим контроль состава добываемой жидкости адресно из интервалов перфорации. Выполнение изоляционных работ с целью обеспечения ограничения водопритока целесообразно проводить для интервалов перфорации, поставляющих большие объемы пластовой высокоминерализованной воды. Интервалы, определяемые по геофизическим исследованиям как водонасыщенные могут быть обводнены конденсационной водой, поступающей в пласт из эксплуатационных скважин.

Библиография

1. Изюмченко Д.В., Мандрик Е.В., С.А. Мельников, А.А. Плосков, др. Эксплуатация газовых скважин в условиях активного водо- и пескопроявления // Вести газовой науки. – 2018. – № 1(33). – С. 171–179.
2. Лобастова Г.С. Прогнозирование влагосодержания газа в системах газодобычи / Уфа: УГНТУ, 2003. – 24 с.
3. Плосков А.А., Шулятиков И.В., Минликаев В.З. Фильтрация конденсационной воды в пласт в работающих скважинах сеноманских залежей // Газовая промышленность. – 2013. – № 5. – С. 62–66.
4. Пономарёв А.И., Вербицкий В.С., Фёдоров А.Э., Ибатулин А.А. Обеспечение устойчивых технологических режимов эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождения с применением устьевых газоструйных аппаратов // Вести газовой науки. – 2018. – № 1(33). – С. 171–179.
5. Рогов Е.А. Восстановление проницаемости призабойной зоны пласта в открытом стволе скважины // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 9. – С. 17 – 21.
6. Шестерикова Р.Е., Шестерикова Е.А. Обеспечение устойчивой эксплуатации газосборных сетей и скважин при добыче низконапорного газа // Газовая промышленность. – 2015. – № 772. – С. 64–68.

Особенности технологии промывки и освоения горизонтальных скважин после селективного гидроразрыва пласта на месторождениях западной Сибири

***Лавров Г.О.* (Северо-Кавказский федеральный университет,
grisha.lavrov.178@mail.ru)***

Аннотация

Рассмотрены некоторые особенности технологии промывки и освоения после селективного гидроразрыва пласта на месторождениях Западной Сибири. Для большей эффективности операции гидроразрыва необходимо проведение многостадийного ГРП в горизонтальных скважинах. В результате анализа сделаны выводы о том, что включает в себя негласно принятая процедура ввода новых скважин в эксплуатацию в Западной Сибири. В статье отражены преимущества проведения многостадийного гидроразрыва над обычным ГРП. Описана технология проведения селективного гидроразрыва пласта. В таблице представлено необходимое оборудование, обязательное для проведения операции с указанием минимально допустимых характеристик.

Представлены преимущества применения новой технологии во временном интервале. Использование описываемой технологии промывки и освоения горизонтальных скважин после селективного ГРП не только значительно сокращает продолжительность цикла ввода новых скважин в эксплуатацию и цикла гидроразрыва, но и уменьшает риски аварийности на скважинах, а также снижает загрязнение призабойной зоны пласта.

Ключевые слова

Селективный гидроразрыв пласта, горизонтальная скважина, дебит, низкопроницаемые коллекторы, трещина, гибкие трубы.

Теория

Опыт разработки месторождений углеводородов, накопленный в последние десятилетия, показал высокую эффективность гидравлического разрыва пласта (ГРП), позволяющего ввести в эксплуатацию нерентабельные ранее запасы и увеличить не только темпы выработки, но и конечную нефтеотдачу низкопроницаемых пластов. В настоящее время гидравлический разрыв пласта (ГРП) является самым востребованным и широко применяемым методом интенсификации притока нефти и газа на таких объектах. Следующим шагом явилось проведение многостадийного ГРП в горизонтальных скважинах[1].

В зависимости от геологических условий, технического состояния ствола скважины практически на всех месторождениях Западной Сибири существует возможность проведения различных видов ГРП. На ряде месторождений с низкопроницаемыми коллекторами ГРП проведены практически во всех действующих скважинах. В этом случае гидроразрыв – не только средство увеличения дебита отдельно взятых скважин, но и элемент системы разработки, обуславливающий изменение характера течения в пласте.

По количеству закачанного проппанта и жидкости разрыва различают локальный, глубокопроникающий и массивный разрывы пласта. По количеству

вскрываемых пластов в одной скважине - одноэтапный, поинтервальный, селективный[2].

Селективный ГРП позволяет произвести закачку расчетных объемов жидкости разрыва и проппанта в пласт на каждом интервале горизонтального ствола, охватывая всю продуктивную толщину пласта, что позволяет существенно повысить дебит скважины.

В нефтегазодобыче технологии селективной обработки пласта считаются наиболее современными и эффективными. В отличие от традиционных ГРП, где обработка пласта осуществляется по принципу «закачка в один пласт» (независимо от его приемистости по длине открытого ствола или толщины продуктивного пласта), селективный ГРП позволяет произвести закачку расчетных объемов жидкости разрыва и проппанта в пласт поинтервально, охватывая всю продуктивную площадь пласта, что позволяет существенно повысить дебит скважины.

Селективный гидравлический разрыв пласта возможно проводить на каждом интервале горизонтального ствола. Данная технология находит широкое применение на месторождениях Западной Сибири.

Для проведения селективного ГРП в открытый горизонтальный ствол спускают хвостовик, в составе которого устанавливаются пакеры и циркуляционные клапаны в количестве, соответствующем необходимому количеству интервалов (теоретическое максимальное количество интервалов - 25).

Хвостовик подвешивается на гидравлической подвеске, шары используются во время поинтервальной закачки проппанта, для открытия портов и отсечения нижележащего интервала.

Активация системы производится гидравлическим способом (рис. 1). В процессе ГРП шар, предназначенный для нижнего интервала, имеет минимальный размер и беспрепятственно прокачивается через вышележащие посадочные седла. Каждый последующий шар имеет размер больше предыдущего и ориентирован на вышележащий интервал [2].

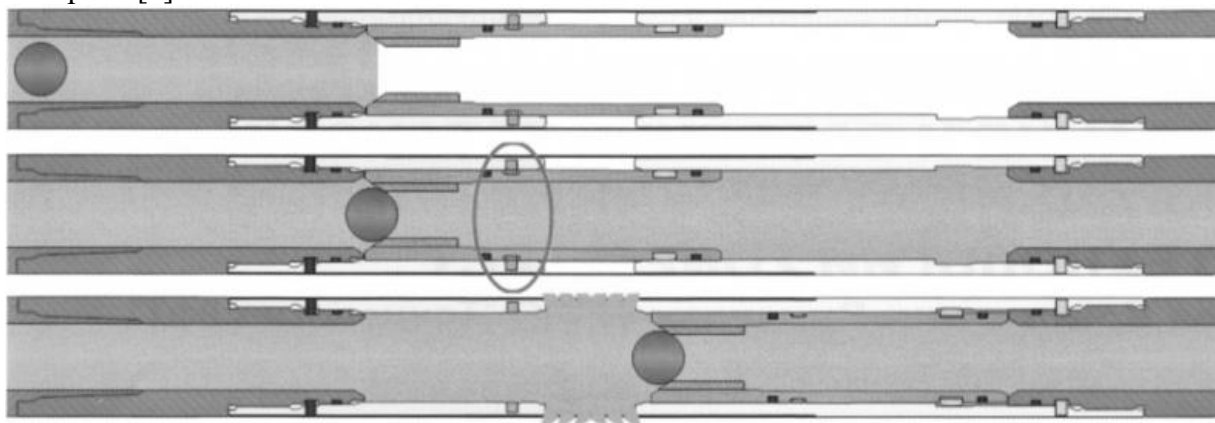


Рисунок 1. Открытие циркуляционного клапана, герметизация нижележащего интервала

После проведения ГРП необходимо осуществить промывку скважины, фрезерование шаров и посадочных седел и выполнить освоение.

Операция проводится по плану работ и регламенту по работе с ГНКТ[3].

К критериям качества выполненной работы по промывке и освоению с использованием ГНКТ не относятся ни временные затраты, ни объем затраченных материалов (хим. реагентов, жидкого азота). Критерием качества является достигнутая после ГРП отметка забоя, подтвержденная спуском ГНКТ после технического отстоя [3].

Суть применения ГНКТ в данной технологии заключается в поэтапном удалении пропанта из скважины, фрезерованию циркуляционных клапанов с посадочными шарами.

Нормализация забоя после ГРП осуществляется гибкими трубами диаметром 38,1/44,5 мм, низ колонны оснащен гидромониторной насадкой 38,1/54 мм. В зависимости от минимального проходного диаметра в скважине, расчетных нагрузок на гибкие трубы и максимальными рабочими давлениями, выбирается оптимальный вариант гибких труб. Промывка производится после каждого «расфрезерованного» интервала.

После нормализации текущего забоя, необходимо демонтировать гидромониторную насадку. В зависимости от проходного диаметра и инклинометрии скважины выбрать оптимальную скорость спуска гибких труб с данной компоновкой. При высокой скорости спуска, существует высокая вероятность затяжек гибких труб при проверке веса колонны и прихвату компоновки в целом, причинами могут являться:

посторонний предмет в скважине;

некачественная работа бригады КРС при спуске колонны НКТ, «посадке» пакера / стингера, что приводит к замятию НКТ;

резкое уменьшение проходного диаметра в конструкции скважины.

При фрезеровании необходимо остановить ГТ за несколько метров до циркуляционного клапана. Запустить насосную установку, обеспечить подачу расхода, при котором установится рабочее давление фрезы и приложить нагрузку на долото путем отслеживания дифференциального давления. В качестве показателя двигателя следует использовать дифференциальное давление, а не значения ННД (нагрузки на долото) на поверхности, т.к. оно не подходит для данной цели.

Конечным этапом работы является вызов притока. Смысл освоения скважины с помощью ГНКТ заключается в уменьшении забойного давления путем снижении плотности и последующим вытеснением скважинной жидкости газообразным азотом.

В случае отсутствия освоения азотом после нормализации забоя существует повышенный риск выноса незакрепленного после проведения ГРП пропанта, что может привести к изменению текущего забоя, определённого ГНКТ.

Технологический процесс должен быть рассчитан, а также должно быть составлено подробное технологическое описание комплекса выполняемых работ (дизайн). В основу расчета закладываются такие параметры, как расчет необходимого объема газообразного азота для вытеснения жидкости в скважине, продолжительность процесса освоения, а также граничные пределы создаваемой депрессии, с целью выбора оптимального режима освоения.

Одним из существенных преимуществ данной технологии является значительное сокращение продолжительности цикла ввода новых скважин в эксплуатацию. Продолжительность проведения стандартных операций по капитальному ремонту скважин (КРС) и ГРП на трехпластовых залежах может занимать до трех и более недель.

Негласно принятая процедура ввода новых скважин в эксплуатацию в Западной Сибири, включает:

- подготовку ствола скважины к спуско-подъемным операциям (СПО);
- проведение перфорации нижней зоны;
- спуск пакера и насосно-компрессорных труб (НКТ);
- проведение ГРП;
- разрядку скважины;
- подъем НКТ и пакера для перепосадки;
- изоляцию зоны проведения ГРП пропантом/промывку до требуемой глубины.

Во временном интервале 33 дня, которые в среднем затрачиваются всеми подрядчиками для вывода новой скважины из бурения в добычу, преимущества применения технологии очевидны: скважина, в которой проведены планируемые ГРП, осуществлено фрезерование, промывка и освоение притока азотом, передается КРС для спуска УЭЦН на 12 сутки, после ее передачи компании. Чистая экономия дней скважины «в добыче» - 12 суток. При среднем притоке скважины, во время освоения, 200 м³/сут - экономическая составляющая налицо.

Кроме того, преимуществом данной технологии является не только значительное сокращение продолжительности цикла ввода новых скважин в эксплуатацию и цикла ГРП, но и уменьшение рисков аварийности на скважинах за счет сокращения количества СПО пакера и НКТ; оптимизация работы бригад КРС, по перфорации и т.д., а также уменьшение загрязнения призабойной зоны пласта жидкостью глушения и существенно меньшее время нахождения гелирующего агента в пласте.

Выводы

Целью гидроразрыва пласта является интенсификация текущей нефтедобычи при разработке низкопроницаемых залежей и повышения в конечном итоге коэффициента нефтеотдачи по месторождению. Факторы, обеспечивающие успех планируемых работ по гидроразрыву пласта:

- наличие необходимой ресурсной базы;
- наличие большого фонда скважин, перспективных для проведения гидроразрыва;
- использование своевременной высококачественной зарубежной техники, технологии и материалов, обеспечивающих стабильный успех и прирост добычи при гидроразрыве пласта.

Возможные факторы риска проведения гидравлического разрыва пласта:

- снижение технологического эффекта от планируемых операций в связи с тем, что наиболее перспективные для гидроразрыва скважины уже обработаны;
- опасность возникновения трещин в водоносных зонах залежи, что ведёт к быстрой обводнённости продукции;
- недостаточная геологическая изученность месторождений;
- сложное геологическое строение объектов разработки.

Библиография

1. С.Ю. Жучков, к.т.н., Р.Д. Каневская, д.т.н. Опыт моделирования и оценки эффективности горизонтальных скважин с трещинами гидроразрыва на Верхне-Шапшинском месторождении ООО «НТЦ-РуссНефть»//Нефтяное хозяйство. 2013. - № 7. с. 92-96.
2. А.Н. Серюков, В.А. Кузнецов ООО «РН-Юганскнефтегаз»; М.В. Николаев, Р.Ф. Гумеров, К.В. Бурдин «Шлюмберже». AbrasiFRAC – передовое направление в эффективном комплексе операций по интенсификации притока скважины// Время колтюбинга. - № 31, март 2010 г.
3. К.Р. Хабибуллов, ООО «Технологии ВФТ». Анализ и особенности технологии промывки, фрезерования и освоения установкой ГНКТ в горизонтальных скважинах после селективного ГРП по технологии ZONESELECT// Наука и ТЭК № 3 Август 2011.
4. Закиров С.Н. [и др]. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. М. 2004 – 520 с.

Устройство для удаления проппантовых отложений, образующихся в скважинах после проведения гидроразрыва пласта

Марков Д.А. * (СКФУ, marikon000@gmail.com), Верисокин А.Е. (СКФУ, verisokin.aleksandr@mail.ru)

Аннотация

После проведения гидроразрыва пласта (ГРП) в горизонтальном стволе скважины систематически накапливается осадок, состоящий из механических примесей, солей, неразложившегося геля ГРП, разрушенного проппанта. Данный процесс носит негативный характер для эксплуатации скважины и требует дополнительных промывок по удалению осадка. Если своевременно не удалить данный осадок, то образуется сверхвязкая гелеобразная корка. Энергии струи рабочей жидкости недостаточно для эффективного разрушения образующейся гелеобразной массы в стволе скважины.

В работе проанализированы существующие технологические решения и предлагается разработанное авторами устройство, позволяющее разрушать осадок из проппанта. Применение описываемого устройства будет способствовать более эффективной добычи углеводородов после гидроразрыва пласта.

Ключевые слова

ГРП, интенсификация, проппант, осложнения

Теория

Для разрушения плотных проппантовых пробок применяются внутрискважинные компоновки – гидроударники, спускаемые до забоя скважины на ГНКТ. Анализ эксплуатации гидроударных устройств при очистке забоя газовых и газоконденсатных скважин показал, что гидроударник высоко эффективен. Схема гидроударного устройства показана на рисунке 1. Компоновка состоит из полого корпуса, в котором расположены циркуляционные отверстия, седла, торцового клапана, кольцевого поршня, закрепленного на пустотелом подпружиненном штоке, коронки с зубьями, дросселя и гидромониторной насадки. Шток расположен в корпусе. Между корпусом гидроударного устройства и переходником предусмотрено седло. Полный шток подпружинен и проходит в осевой канал переходника. Коронка связана с кольцевым поршнем, образующим с седлом торцовый канал. Поршень перекрывает циркуляционные отверстия корпуса. Конструкция кольцевого зазора между штоком и переходником предусматривает гидравлическую связь со штоком и седлом [4].

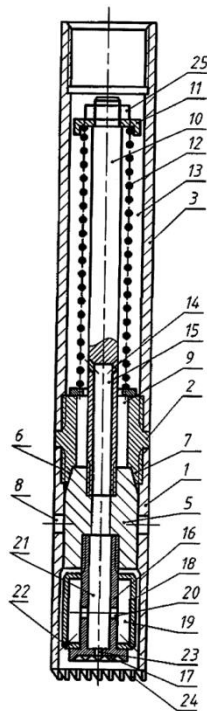


Рисунок 1. Схема гидроударного устройства 1 – основание гидроударника; 2 – посадочный паз; 3 – переходной элемент; 5 – кольцевой поршень; 6 – конусный паз; 7 – коническая поверхность; 8 – циркуляционные отверстия; 9 – осевой канал; 10 – полый шток; 11 – опорная шайба; 12 – пружинный элемент; 13 – кольцевая щель; 14 – радиальный канал; 15 – осевой канал; 16 – коронка; 17 – зубья; 18 – гидромониторная насадка; 19 – кольцевая камера; 20 – радиальные каналы; 21 – осевой канал; 22 – отверстия; 23 – дроссель; 24 – разрушающие зубья; 25 – крепёжное изделие с резьбовым отверстием

Применение данного устройства позволяет обеспечить механическое разрушение песчано-глинистой, либо проппантовой пробки за счет ударного воздействия зубьями коронки на слой отложений. Для работы устройства используется ударный механизм, воспринимающий избыточное давление площадью сечения ступенчатого поршня под седлом, имеющим больший диаметр.

На рисунке 2 схематично показана компоновка для разрушения и удаления слоя отложений, адаптированная к применению в горизонтальном стволе скважины. Компоновка состоит из гидроударного устройства 1, которое связано через вращательную кинематическую пару 2 с гибкими насосно-компрессорными трубами 3. Шарнир 2 оборудован пружинным центратором 4. Центратор имеет возможность складываться относительно корпуса, освобождая кольцевой канал для прохождения рабочей жидкости с механическими частицами. Особенность компоновки заключается в изменении угла наклона гидроударного устройства 1 во вращательной кинематической паре 2. При подборе угла наклона учитывается внутренний диаметр ГНКТ 3. Разрушающие коронки 5 должны входить в контакт со слоем отложений разрушенных частиц проппанта 6, но не воздействовать на металл обсадной эксплуатационной колонны скважины 7. Такое положение гидроударника, ориентированное к низу, обеспечивает оптимальное расположение по отношению к слою.

Размеры гидроударного устройства подобраны с целью обеспечения свободного перемещения, эффективной работы и безопасного извлечения устройства из скважины после окончания очистных процессов.

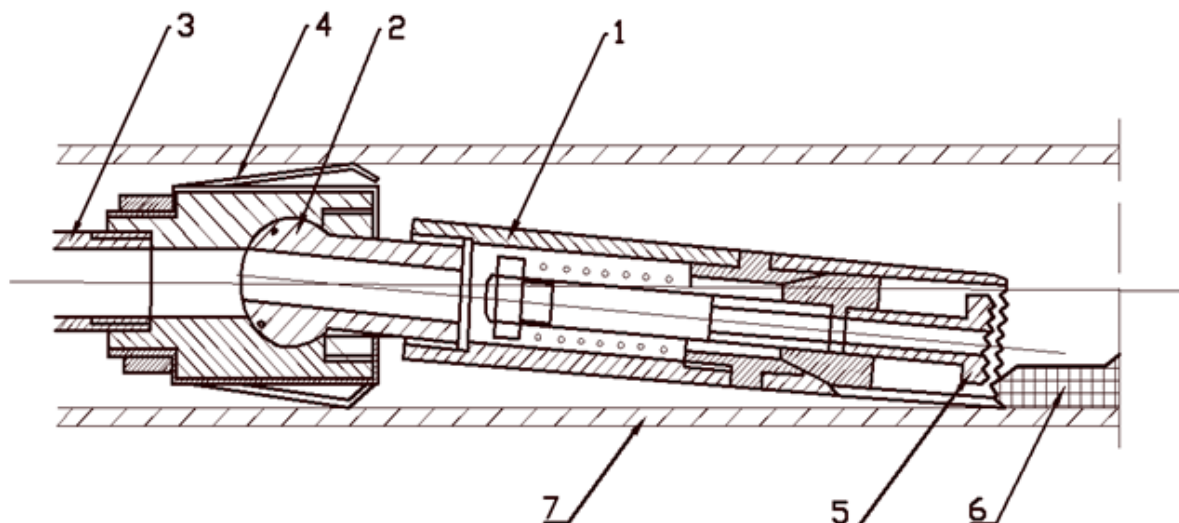


Рисунок 2. Схема разработанного устройства для эффективного разрушения образующейся гелеобразной массы в стволе горизонтальной скважины

Гидроударное устройство соединяется с резьбовым соединением гибкой насосно-компрессорной трубы 3 благодаря вращательной кинематической паре 2. После проверки герметичности компоновки, устройство спускается в скважину вплоть до горизонтального ствола 7. Для подачи в гидроударное устройство промывочной жидкости подсоединяют специальный агрегат. Промывочную жидкость подают под расчетным давлением и с определенным расходом.

Описание работы гидроударного устройства.

Гидроударное устройство 1 работает благодаря поступательному перемещению вдоль оси поршня. С целью возврата поршня в исходное положение установлена пружина. Для механического воздействия на слой отложений поршень оборудован зубчатой коронкой 5. Поршень отклоняется от своего исходного положения благодаря повышению давления промывочного агента в гибких насосно-компрессорных трубах 3 и мгновенном росте расхода промывочного агента из гидроударного устройства 1. При отклонении поршня с коронкой от исходного положения, освобождаются дополнительные отверстия. Промывочная жидкость выходит через эти отверстия в ствол скважины, давление в канале гибкой насосно-компрессорной трубе 3 падает, поэтому рабочий инструмент возвращается в первоначальное положение. Одновременно с возвратом поршня в исходное положение подача рабочего агента по дополнительным каналам прекращается. Рабочий инструмент в виде разрушающей коронки с зубьями воздействует на слой отложений в автоматическом режиме, сохраняя подачу рабочего агента под расчетным давлением.

Проанализировав результаты практического применения гибких насосно-компрессорных труб для промывки пробок в вертикальных и наклонно-направленных скважинах выявлено, что оптимальная подача рабочего агента по ГНКТ диаметром 25,4 мм должна составлять 5 л/сек [1-8]. Для более качественной доставки разрушенного проппанта и механических частиц на устье скважины необходимо использовать однокомпонентные и двухкомпонентные двухфазные пены. Создание пенных систем

обеспечивается поочередной подачей рабочего агента и порции газа в гибкую насосно-компрессорную трубу 3. Благодаря тому, что пена обладает высокой несущей способностью, при промывке обеспечивается транспортировка разрушенных частиц проппанта на устье скважины обратным потоком пенного агента.

Выводы

Разработано гидроударное устройство, адаптированное к применению в горизонтальных участках скважины, которое позволяет в кратчайшие сроки разрушить проппантную корку и повысить темп отбора жидкости. Прямая промывка с применением гидроударного устройства создает стабильную циркуляцию. Конструкция устройства обеспечивает минимальные потери промывочной жидкости. Применение предлагаемого технического средства для обработки горизонтального ствола, после проведения ГРП на стадии освоения, позволяет успешно эксплуатировать скважины с расчетными технологическими показателями.

Библиография

1. Akimov O 2008 The potential of proppant consolidation technologies to increase the efficiency of hydraulic fracturing Oil industry 11 pp 31–3
2. Keybal A and Keybal A 2009 Reasons for proppant backflow to the wellbore after hydraulic fracturing of the reservoir Drilling and Oil 11 pp 48–52
3. Kupavikh K S, Nutskova M V 2016 Ecological features of oil well repair at low - permeability reservoir. International Journal of Applied Engineering Research
4. Mashkov V A, Singurov A A, Beketov S B 2005 Stalemate. Russian Federation No. 2303121, Hydraulic impact device for cleaning a well from a sand plug, MCI E21B 37/00. Zayavl. 18/08/2005, Opubl. 20/07/2007
5. Merkulov A 2007 Impulse technologies for stimulation and hydraulic fracturing (Part I) Oil industry 9 127-129
6. Verisokin A, Gun'kina T and Mashkov V 2018 Development of a cutoff valve for thermal-mining oil production IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science 194 8
7. Verisokin A, Gun'kina T, Vasil'yev V, Shchekin A, Serdyukov D 2020 Reduction of well stimulation period after hydraulic fracturing IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science 952 8
8. Verisokin A, Mashkov V and Zinovyeva L 2016 Device for destruction and removal proppant deposits in horizontal section of the wellbore after hydraulic fracturing Oil, gas and business 11 28-31

Геохимические аспекты преобразования нефтяных углеводородов в термодинамических условиях суб- и сверхкритических водных флюидов
Петров С.М. (ФГБОУ ВО «КНИТУ», psergeim@rambler.ru), Лахова А.И. (ФГБОУ ВО «КНИТУ», lfm59@mail.ru), Плотникова И.Н. (ИПИ АН РТ, irena-2005@rambler.ru) Балицкий В.С. (ИЭМ им. академика Д.С. Коржинского РАН, balvlad@iem.ac.ru)*

Аннотация

Гидротермальные процессы широко распространены в природных условиях миграции углеводородов и формирование их залежей. Проведены эксперименты по преобразованию тяжелого углеводородного флюида типа Б² в изохорных условиях в гидротермальной среде при температуре 360-420 °С и давлениях до 24 МПа обеспечивающих фазовый переход воды второго рода, где происходят аномальные изменения ее свойств. Выявлены отличительные особенности изменения компонентного и углеводородного состава флюида. Исследовано влияние суб- и сверхкритической воды на степень изменение значений геохимических показателей углеводородного флюида.

Ключевые слова

Гидротермальные процессы, сверхкритическая вода, углеводородные флюиды, геохимия

Источники финансирования

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ и Национальным центром научных исследований Франции в рамках научного проекта № 21-55-15010.

Теория

На протяжении миллиардов лет вода в суб- и сверхкритическом состоянии участвует в процессах формирования руд и минералов в недрах Земли (Kawamoto et al., 2012). В настоящее время исследования о роли гидротермальных процессов в генезисе углеводородов, залегающих под дневной поверхностью земли, становятся всё более актуальными. Наиболее важным вопросом остается определение термодинамических условий геологических процессов обеспечивающих миграцию и формирование залежей углеводородов (Isaev et al., 2013). Существует общепринятое мнение, что массоперенос в зонах субдукции (движения по разломам) к вышележащим породам осуществляется подвижной водной фазой (Pommier et al., 2014). В настоящее время активно обсуждается состав этой жидкости: вода, водный силикатный расплав, сверхкритическая вода и их комбинации в различных соотношениях (Лифшиц et al., 2009). В работах (Gai et al., 2016; Kondoh et al., 2016; Sato et al., 2010) показано, что гидротермальные превращения природных битумов, асфальтенов, нефтяного сланца в сверхкритической воде приводят к увеличению содержания в них средних дистиллятов и значительному снижению коксообразования. В работе (Sato et al., 2012) было показано, что высокое давление и наличие в гидротермальной среде кислорода воздуха усиливает реакции окисления природного битума сверхкритической водой. В работе (Kozhevnikov et al., 2010) подтвержден вывод о протекании процессов ароматизации и деалкилирования заместителей и ароматических фрагментов молекул, приводящие к образованию газообразных продуктов, углеводородов и кокса при конверсии асфальтенов в

сверхкритической воде. Как показано в работе (Liu et al., 2013) механизм реакций превращения углеводородов в сверхкритической воде протекает через образование свободных радикалов, тогда как кислотно-основной механизм проявляется в субкритической области.

Объектом пристального внимания исследователей в последние годы становится восполнение запасов нефти на разрабатываемых месторождениях, добыча нефти с кристаллического фундамента и наличие аномальных скважин в ряде месторождений. Так, при изучении закономерностей размещения нефтяных залежей по площади и разрезу осадочного чехла в пределах Южно-Татарского свода четко прослеживается связь нефтеносности с блоковым строением: все нефтяные залежи в пределах свода контролируются разломами, секущими кристаллический фундамент и его осадочный чехол (Муслимов et al., 2018; Шиловская et al., 2014). Аккумуляция нефти происходит преимущественно в пределах участков дизъюнктивной раздробленности кристаллического фундамента, в узлах пересечения разломов (Gusarets et al., 2016). Авторами (Муслимов et al., 2008) сформулирована гипотеза о том, что кристаллический фундамент играет роль постоянной «подпитки» нефтяных месторождений новыми ресурсами за счет притока углеводородов по трещинам и разрывам на глубинах. Так же отмечается на Южно-Татарском своде существование единого источника нефтегенерации для залежей нефти и битумов и формирование месторождений за счет вертикально восходящей миграции нефтегазоносных флюидов через разломы, секущие кристаллический фундамент и нижние горизонты осадочного чехла.

Исследования посвящены выявлению отличительных особенностей изменения геохимических характеристик преобразованного углеводородного флюида – тяжелой нефти типа Б² в суб- и сверхкритической воде. Исходная нефть, нафтеноароматического типа, характеризуется отсутствием алканов нормального строения с преобладающим количеством изопреноидных алканов, в ней доминируют пентациклические алканы состава C₂₇-C₃₈.

Эксперименты 1, 2, 3 по гидротермальному превращению углеводородные флюиды в условиях высокого давления и температуры проводили в автоклаве в изотермическом режиме (табл. 1). С ростом температуры гидротермального процесса при увеличении давления вода переходит в перегретый пар. Дальнейшее увеличение температуры и давления ведёт воду в область фазового перехода второго рода (375 °C и 22,1 МПа), где она проявляет аномальные свойства, и в литературе описываемые как суб- и сверхкритическое состояние воды. Эксперименты сопровождались изменением компонентного состава углеводородного флюида (табл. 1).

Таблица 1

Термодинамические условия экспериментов и компонентный состав продуктов

Обозначение эксперимента	Термодинамические условия эксперимента			Состав, %		
	Температура, °С	Давление, МПа	Углеводороды	Смолы	Асфальтены	
Исх. нефть	-	-	58,6	34,4	7	
1	375	21	68,4	22,8	8,8	
2	420	23	77,9	17,5	4,6	
3	380	24	83,5	11	5,5	

Для конечных продуктов гидротермального превращения нефти в сверхкритической воде характерно появление значительного количества алканов нормального строения.

Обращает на себя внимание и тот факт, что для продуктов превращения тяжелой нефти в сверхкритической воде в присутствии углеродистых соединений количество образованных нормальных алканов до C18 превышает таковые в продуктах каталитического превращения тяжелой нефти в среде перегретого пара. Отличительные особенности состава продуктов гидротермального превращения тяжелой нефти в схожих термодинамических условиях связаны с ее генетическим типом. Для сравнительного анализа исходной тяжелой нефти и конечных продуктов экспериментов были рассчитаны геохимические коэффициенты (табл. 2).

Таблица 2

Геохимические коэффициенты исходной и преобразованной нефти

Эксперимент, №	Pr/Ph	Pr/nC ₁₇	Ph/nC ₁₈	nC ₂₇ /nC ₁₇	(Pr+Ph)/(nC ₁₇ +nC ₁₈)	*CPI
Исх. нефть	0,68	21,44	22,78	1,24	22,22	0,65
1	0,50	4,57	4,70	1,38	4,66	0,96
2	0,59	1,37	3,01	0,30	2,08	0,98
3	0,46	1,15	2,16	0,41	1,69	0,95

* $0,5 \cdot ((nC_{22}+nC_{24}+nC_{26}+nC_{28}+nC_{30}+nC_{32})/(nC_{21}+nC_{23}+nC_{25}+nC_{27}+nC_{29}+nC_{31}))+0,5 \cdot ((C_{22}+C_{24}+C_{26}+C_{28}+C_{30}+C_{32})/(C_{23}+C_{25}+C_{27}+C_{29}+C_{31}+C_{33}))$

Таблица 3

Геохимические коэффициенты исходной и преобразованной нефти

Эксперимент, №	$\Sigma(nC_{27}-nC_{31})/\Sigma(nC_{15}-nC_{19})$	$2nC_{29}/(nC_{28}+nC_{30})$	*Odd/Even	$(nC_8+nC_9+nC_{10})/(nC_{10}+nC_{11}+nC_{12}+nC_{14}+nC_{16})$	$(nC_{10}+nC_{11}+nC_{12}+nC_{14}+nC_{16})/(nC_{16}+nC_{17}+nC_{18}+nC_{19}+nC_{20})$
Исх. нефть	0,85	0,25	0,92	0,16	0,93
1	0,38	0,84	0,97	0,96	1,25
2	0,21	1,00	1,02	1,02	1,60
3	0,23	0,94	0,96	1,01	1,44

* $(nC_4+nC_6+nC_8+nC_{10}+nC_{12}+nC_{16}+nC_{18}+nC_{20}+nC_{22}+nC_{24}+nC_{26}+nC_{28}+nC_{30}+nC_{32}+nC_{34}+nC_{36}+nC_{38}+nC_{40})/(nC_5+nC_7+nC_9+nC_{11}+nC_{14}+nC_{17}+nC_{19}+nC_{21}+nC_{23}+nC_{25}+nC_{27}+nC_{29}+nC_{31}+nC_{33}+nC_{35}+nC_{37}+nC_{39})$

Исследовано влияние суб- и сверхкритической воды на степень изменение значений геохимических показателей углеводородного флюида. Установлено преимущественное перераспределение n-алканов в сторону низкомолекулярных гомологов состава C₁₂-C₁₆, а так же увеличение в 1,5 раза коэффициента нечетности CPI указывающего на степень зрелости. Проведение процесса в сверхкритической воде способствует так же снижению отношения nC₂₇/nC₁₇. Снижение температуры в гидротермальном процессе с 420 до 380 °С с увеличением давления до 24 приводит к снижению Pr/Ph с увеличением $\Sigma(nC_{27}-nC_{31})/\Sigma(nC_{15}-nC_{19})$.

Выводы

Результаты исследования раскрывают изменения типа углеводородных флюидов в таких природных гидротермальных процессах как миграция углеводородов и формирование залежей в термодинамических условиях вблизи критической точки воды. Полученные результаты вносят вклад в развитие исследований о превращениях углеводородов в природных условиях – в зонах контакта глубинных сверхкритических флюидов и могут применяться как при моделировании развития гидротермальных систем и дальнейшей миграции и аккумуляции переносимых ими компонентов, так и при изучении основных геологических процессов в эволюции нашей планеты.

Библиография

1. Лифшиц, С. Х. (2009). Механизм образования нефти в сверхкритическом потоке глубинных флюидов. *Вестник Российской академии наук*, 79(3), 261-265.
2. Муслимов, Р. Х., & Плотникова, И. Н. (2018). Учёт процессов переформирования нефтяных залежей при длительной эксплуатации и глубокой подпитки при моделировании разработки нефтяных месторождений. *Георесурсы*, 20(3).
3. Муслимов, Р. Х., Абдулмазитов, Р. Г., Хисамов, Р. Б., Миронова, Л. М., Гатиятуллин, Н. С., Ананьев, В. В., ... & Войтович, Е. Д. (2008). Нефтегазоносность Республики Татарстан Геология и разработка нефтяных месторождений. *Георесурсы*, (4 (27)).
4. Шиловская, Т. И., & Шиловский, А. П. (2014). Геологические аспекты нефтегазоносности центральных районов Европейской России. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, (11), 4-7.
5. Gai, X. K., Arano, H., Lu, P., Mao, J. W., Yoneyama, Y., Lu, C. X., ... & Tsubaki, N. (2016). Catalytic bitumen cracking in sub-and supercritical water. *Fuel Processing Technology*, 142, 315-318.
6. Gusarets, o. I., & Sokolov, a. g. (2016). Manifestation in the crystalline basement petroleum based on drilling deep within the orenburg region. *ББК 26.3 з 36*, 86.
7. Isaev, V. I., & Bin, N. H. (2013). Cavitation in oil-gas reservoirs of the crystalline basement from the well logging data on the White Tiger field in Vietnam. *Russian Journal of Pacific Geology*, 7(4), 237-246.
8. Kawamoto, T., Kanzaki, M., Mibe, K., Matsukage, K. N., & Ono, S. (2012). Separation of supercritical slab-fluids to form aqueous fluid and melt components in subduction zone magmatism. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 109(46), 18695-18700.
9. Kondoh, H., Nakasaka, Y., Kitaguchi, T., Yoshikawa, T., Tago, T., & Masuda, T. (2016). Upgrading of oil sand bitumen over an iron oxide catalyst using sub-and super-critical water. *Fuel processing technology*, 145, 96-101.
10. Kozhevnikov, I. V., Nuzhdin, A. L., & Martyanov, O. N. (2010). Transformation of petroleum asphaltene in supercritical water. *The Journal of Supercritical Fluids*, 55(1), 217-222.
11. Liu, Y., Bai, F., Zhu, C. C., Yuan, P. Q., Cheng, Z. M., & Yuan, W. K. (2013). Upgrading of residual oil in sub-and supercritical water: An experimental study. *Fuel processing technology*, 106, 281-288.
12. Pommier, A. (2014). Geophysical assessment of migration and storage conditions of fluids in subduction zones. *Earth, Planets and Space*, 66(1), 38.

13. Sato, T., Mori, S., Watanabe, M., Sasaki, M., & Itoh, N. (2010). Upgrading of bitumen with formic acid in supercritical water. *The Journal of Supercritical Fluids*, 55(1), 232-240.
14. Sato, T., Trung, P. H., Tomita, T., & Itoh, N. (2012). Effect of water density and air pressure on partial oxidation of bitumen in supercritical water. *Fuel*, 95, 347-351.

Технико-экономические критерии эффективности работы УШВН в сравнении с другими способами эксплуатации нефтяных скважин
Собаев А.Г.* (магистр нефтегазового дела, технолог ЦДНГ ООО «Ульяновскнефтегаз», sobaev.a.g@mail.ru), Бахтияров А.А. (бакалавр РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, bahtiarov.alim@yandex.ru)

Аннотация

Проведен технико-экономический расчёт показателей работы глубиннонасосных установок объёмного типа: установка штангового-винтового насоса (УШВН), для скважин, эксплуатируемых в осложнённых условиях. В качестве объекта исследования была проанализирована статистика работы данного типа оборудования в сравнении с другими способами эксплуатации скважин на нефтяных предприятиях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Приведены технологические критерии, разработанные для определения оптимального диапазона эксплуатации скважин УШВН, в зависимости от комбинации осложняющих факторов добычи, и безразмерной величины гидродинамических характеристик подъёмника (в порядке обсуждения), для определения влияния режима работы на показатели ННО, МРП, УРЭ.

Ключевые слова

УШВН, УРЭ, МРП, ННО, осложнённые условия эксплуатации

Теория

На сегодняшний день, в существующих условиях ограничения объёмов добычи нефти одним из актуальных направлений является: повышение энергоэффективности за счёт оптимизации режимов работы глубинно-насосного оборудования (ГНО), снижение производственных издержек, повышения ННО, МРП.

Поэтому для оценки эффективности работы ГНО и подбора наиболее оптимального режима, соответствующего реальным условиям эксплуатации, необходимо комплексно рассматривать задачу по согласованию всех элементов системы: «пласт-насос-подъёмник», учитывая геологические особенности объекта, влияющие на осложнения: выпадение АСПО, отложение солей, образование стойких эмульсий, отказ оборудования.

В данной работе приводятся результаты исследования энергопотребления скважинных установок, в зависимости от геолого-физических характеристик пласта, по различным способам эксплуатации. Были выделены основные факторы, влияющие на динамику показателей. Модернизированы и разработаны новые критерии для определения эффективности технико-экономических показателей работы насосов в зависимости от скоростного режима работы.

В качестве основных факторов, определяющих эффективность работы насосного оборудования, были использованы: геолого-физическая характеристика месторождения и физико-химические свойства флюида, поскольку именно комбинация данных

параметров обуславливает условия эксплуатации, т.е. агрессивность среды, в которой работает насос и его энергетический потенциал.

Поэтому в данной работе, такие показатели, как энергоэффективность, величина МРП, ННО, рассматриваются, как безразмерные комплексные временные функции (ряды), от многокритериальных параметров, включающие в себя информацию о характеристиках флюида (обводненность (v), газовой фактор Гф, соотношение фаз, дебит жидкости/нефти ($Q_{ж}/Q_{н}$), вязкость потока (μ)), о геолого-физическом состоянии скелета ПЗС (физические и химические превращения), в том числе параметры скоростного режима подъёмника и конструкционные особенности оборудования. В работе приводятся гидродинамические критерии, разработанные для поиска наиболее оптимального решения при подборе режима работы ГНО, с целью минимизировать экономические издержки.

Поскольку «жизнь» нефтяного месторождения включает в себя несколько стадий, характеризующимися различными технико-экономическими показателями, то для каждого этапа разработки можно выделить группу наиболее рентабельных способов эксплуатации, для определения данных можно использовать гидродинамический критерий.

Для выявления степени и характера влияния геоло-физических характеристик пласта на показатели работы насосного оборудования, проводится несколько этапов интеграций для кластеризации добывающего фонда скв. и выявления осложняющих факторов.

Весь фонд в пределах одного объекта, подразделяется по параметру гидропроводность рисунок 1, что позволяет оценить потенциал групп скважин, в зависимости от: реологических свойств пластовой жидкости и фильтрационных характеристик пласта.

В пределах выделенных выборок, подбираются эмпирические кривые падения дебита, что позволяет оценить темп падения при истощении энергетического потенциала. Полученные кривые падения дебита для выделенных групп с различными ФЭС, используются в качестве эталона, по которым прогнозируется динамика изменения энергопотребления, рисунок 2.

Сортировка скважин по гидродинамическим характеристикам позволяет так же качественно оценить показатели: ННО, МРП, поскольку именно в пределах выделенных групп, характерны различные осложняющие факторы, зависящие от гидродинамического режима подъёмника. Поэтому при сопоставлении статистики отказов была выявлена корреляция между режимом работы скважины и осложняющим фактором эксплуатации, что позволяет подобрать оптимальное оборудование с учётом темпа отбора.

Этап	инструмент
1. Группирование по ФЭС	$\varepsilon_1 = \frac{k_1 h_1}{\mu_1}$
2. Построение эталонных кривых падения дебита	$\frac{\partial Q_1}{\partial t_1} = x_1 q_0 e^{-at}$
3. Оценка режима работы пласта	$\frac{\partial Q_o}{\partial t} = f(t); \leq 0; \geq 0;$ $\frac{\partial Q_f}{\partial t} = f(t); \leq 0; \geq 0;$ $\frac{\partial P}{\partial t} = f(t); \leq 0; \geq 0;$
4. Распределение энергопотребления	$W = f(Q_o) = x_2 Q_f^{n1}$ $W = f(Q_f) = x_3 Q_o^{n2}$
5. Динамика УРЭ	$УРЭ(t) = \frac{x_2 Q_f^{n1}}{x_1 q_0 e^{-at}}$

Рисунок 1. Последовательность промежуточных этапов расчёта показаний работы скважин.

Распределение удельного энергопотребления при экспл. УШВН, в зависимости от дебита скв.

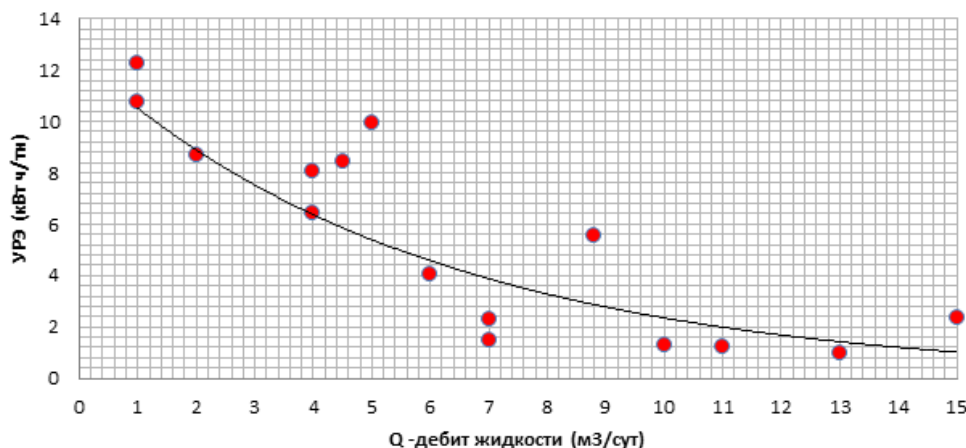


Рисунок 2. Результаты построения распределение энергопотребления для СКВ. эксплуатируемых УШВН.

Анализ промысловых исследований показаний, что энергопотребление компоновки одного типоразмера может изменяться в широком диапазоне значений, в зависимости от комбинации параметров: подвижность (μ_0 / μ_w), $R_{нас}/R_{пл}$; Гф; поскольку по длине подъёмника происходят фазовые превращения и изменения структуры потока.

На рисунке 2, представлено распределение энергопотребления

Выводы

Исследовано влияние осложняющих факторов эксплуатации на динамику показаний энергопотребления. Построены расчетные зависимости, определена теснота связи с геолофизическими характеристиками.

Построены эталонные кривые УРЭ в зависимости от ФЭС.

Гидродинамический критерий, позволяет оперативно определить степень влияния скоростных режимов на частоту отказов ГНО.

Библиография

1. Уразаков К.Р., Топольнико А.С. «ОБЛАСТЬ ЭФФЕКТИВНОГО ПРИМЕНЕНИЯ ВИНТОВЫХ НАСОСОВ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ». ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ \ № 2 \ февраль \ 2011.
2. Вахитова Р.И., Молчанова В.А. «Энергопотребление установок электроцентробежных насосов при добыче обводненных нефтей». ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ \ № 12 \ декабрь \ 2016.
3. Шахвердиев А.Х., Денисов А.В., Собаев А.Г., Шахвердиев Э.А. Р.И., «ОПТИМИЗАЦИЯ НЕСТАЦИОНАРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МОДЕЛИ РОСТА». Вестник РАЕН. 2019. Т. 19. № 1. С. 21-25.
4. Собаев А.Г. «ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПО ВЫЯВЛЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ МИКРОВОЛНОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРОЦЕСС ДЕЭМУЛЬСАЦИИ СИСТЕМЫ: ВОДА-НЕФТЬ». В сборнике: Новые идеи в науках о Земле. Материалы XIV Международной научно-практической конференции. В 7-ми томах. 2019.

***Практические рекомендации при эксплуатации винтовых насосных установок в
осложнённых условиях добычи***

***Собаев А.Г.* (магистр нефтегазового дела, технолог ЦДНГ
ООО «Ульяновскнефтегаз», sobaev.a.g@mail.ru)***

Аннотация

Современный этап разработки и эксплуатации нефтяных месторождений в России характеризуется осложнёнными условиями [1].

На сегодняшний день, согласно принятой классификации, в структуре промышленных запасов нефти более 50% относится к трудноизвлекаемым.. Одним из основных осложняющих факторов в этом случае является: увеличение обводнённости продукции, что приводит, как к ухудшению коллекторских свойств в ПЗС, так и к изменению реологических характеристик потока при интенсивном истощении энергии пласта.

Технологическим решением при механизированной добыче нефти в осложнённых условиях является: перевод фонда скважин на эксплуатацию винтовыми насосными установками.

В данной работе приводятся результаты промышленной эксплуатации винтовыми насосами. Разработаны технические критерии для оперативного диагностирования состояния насосного оборудования, определения оптимальной зоны работы, и степени влияния осложняющих факторов. Представлены результаты подбора скоростного режима работы подъёмника для нефтей с различными реологическими характеристиками.

Ключевые слова

УШВН, осложнённые условия эксплуатации, неньютоновская жидкость, эмульсия, оптимальный режим.

Теория

В структуре промышленных запасов нефти более 50% приходится на трудноизвлекаемые, рисунок 1.

Данный тип запасов характеризуется осложнёнными условиями разработки, что требует дополнительных финансовых вложений для технического оснащения предприятия для поддержания уровня добычи. Поэтому в существующих экономических реалиях поиск наиболее оптимальных способов добычи является приоритетной задачей нефтегазовых предприятий.

В процессе разработки нефтяного месторождения, в течении всей его «жизни» неотъемлемо происходит формирование остаточных запасов, в следствии обводнения высокопроницаемых пропластков, вне зависимости оттого используется на данном объекте искусственное поддержание давления, за счёт заводнения, либо нет. Ввиду этой причины происходит локализация зон неохваченных дренированием, внутри пластовой системы происходят необратимые процессы, связанные с техногенным влиянием и

истощением пластового источника энергии, запасы распределены в виде капиллярно-удерживаемой нефти, что в свою очередь приводит к негативному проявлению вязкопластических свойств.

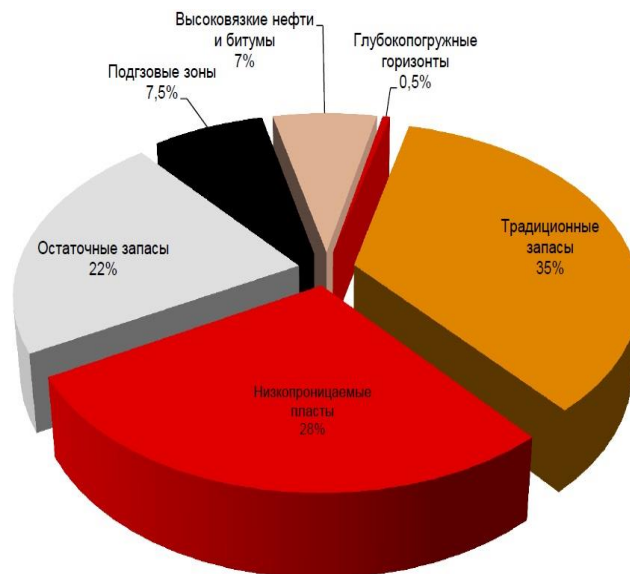


Рисунок 1. Структура распределения промышленных запасов нефти [4].

Согласно результатам исследований [2], было подтверждено, что реологические характеристики нефти могут и являются одной из причин образования слабодренруемых зон.

В данном исследовании приводятся результаты промышленной эксплуатации винтовыми насосами, как одного из фаворитов при работе: с малодобетным фондом скважин (до 10м³/сут), с вязкопластическими проявлениями при эксплуатации (скачкообразное изменение вязкости системы при выставлении режима подъёмника), с техногенными изменениями скелета породы (деформирование слабосцементированных пластов, обильный вынос КВЧ), с высоким газосодержанием, более 50% на приёме насоса (при работе с $R_{пр} \ll R_{нас}$; $R_{пр}=0$).

Была рассмотрена статистика работы механизированного фонда скв. оборудованного УШВН. Выявлено, что основные причины отказов ГНО связаны с проявлением вязкопластических явлений: обрыв НШ, из-за неравномерного распределения нагрузки по колонне штанг, обрыв ротора («червяк» при деформации эластомера). При работе винтовых установок происходит вращение колонны насосных штанг, что приводит к формированию в теле дополнительных нагрузок на растяжение. В зависимости от скоростного режима подъёмника, его суточного дебита по жидкости, соотношения вязкости нефти к вязкости воды, в лифте подъёмника может сформироваться вязкостнонеустойчивая структура, качественно отличающаяся от свойств, входящих в неё фаз. Было установлено, что на данном объекте, по данной причине, из-за неправильно выставленного скоростного режима, изменялись реологические характеристики потока, подача приобретала пульсирующий характер, вязкость структуры изменялась скачкообразно во времени, это формировало дополнительную знакопеременную нагрузку, что приводило к обрыву НШ. В случае если работа скважины осложнялась искривлением ствола, то частота обрывов увеличивалась кратно в несколько раз, в зависимости от темпа искривления и глубины спуска.

Основной причиной проявления вязкопластических явлений является формирование стойкой водонефтяной эмульсии в лифте скважины. Однако, при детальном анализе работы скважин было выявлено, что в 60% случаев регистрации образования ВНЭ, это так же сопутствовало проявлению других осложняющих факторов, рисунок 2.

Осложняющий фактор	Причина проявления	Способы борьбы в данных геолого-технических условиях
АСПО	1. Компонентный состав нефти; 2. Низкое пластовое давление, фазовые превращения в лифте; 3. Шероховатость поверхности (материал НКТ); 4. Высокая обводнённость	1. Дозирование ПАВ на приём насоса 2. Проведение промывок; 3. Изменение режима работы ГНО.
Влияние свободного газа	1. Низкий Нд; 2. Гф; Рпр/Рнас < 1	1. Изменение скоростного режима работы подъёмника; 2. Проведения долива;
Коррозия	1. рН среда; 2. Высокая обводнённость продукции; 3. Влияние CO ₂	1. Изменение объёмов откачки; 2. Спец. покрытие ГНО;
Мех. примеси	1. Низкое давление на приёме; 2. Плохоцементированные породы-песчаник	1. Изменение режима работы; 2. Спуск фильтра
Эмульсии	1. Физ-хим. состав; 2. Высоковязкая нефть; 3. Высокая обводнённость; 4. Режим работы установки (обороты)	1. Изменить режим работы установки; 2. Прострел и приобщение пропластков; 3. Дозирование ПАВ

Рисунок 2. Осложняющие факторы и способы борьбы при эксплуатации УШВН

Выводы

1. Были определены скоростные режимы работы УШВН в зависимости от величины вязкости. При 300 (сП), V=180-220 (обр/мин).
2. Построена эмпирическая кривая для определения величины нагрузки на колонну штанг при отсутствии вязкопластических эффектов.
3. Сформированы практические рекомендации при образовании стойких ВНЭ.

Библиография

1. Мищенко И.Т. «Эксплуатация скважин и добыча нефти из обводняющихся месторождений»: учеб. пособие для вузов.-М.:РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина-2015.-431с.
2. Мирзаджанзаде А.Х., Шахвердиев А.Х. «Динамические процессы в нефтегазодобыче: системный анализ, диагностика, прогноз» -М.: Наука, 1997.- 254с.
3. Собаев А.Г. «ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПО ВЫЯВЛЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ МИКРОВОЛНОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРОЦЕСС ДЕЭМУЛЬСАЦИИ СИСТЕМЫ: ВОДА-НЕФТЬ». В сборнике: Новые идеи в науках о Земле. Материалы XIV Международной научно-практической конференции. В 7-ми томах. 2019.
4. Назарова Л.Н. «Разработка нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами»: учеб. пособие для вузов.-М.:РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина-2011.-156с.
5. Евдокимов И.Н. «Структурные характеристики промысловых водонефтяных эмульсий»: учеб. пособие для вузов.-М.:РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина-2012.-477с.

Оптимизация режимов работы скважин при осложнённых условиях эксплуатации с использованием теории игр

Собаев А.Г.* (магистр нефтегазового дела, технолог ЦДНГ ООО «Ульяновскнефтегаз», sobaev.a.g@mail.ru), Петрова Е.В. (магистр нефтегазового дела, специалист 2-ой категории ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» ekaterinapet2@yandex.ru)

Аннотация

При разработке месторождений одна из самых распространённых проблем, с которой сталкиваются нефтедобывающие компании, является высокая обводненность скважин. В связи с этим снижается технологическая и экономическая эффективность разработки. Для выработки эффективных решений по борьбе с обводнением скважин важно понимать причину, по которой это произошло.

Более того, в большинстве случаев, рост обводнённости фонда сопровождается с усилением негативных проявлений, что проявляется в усилении интенсивности отложений АСПО, образовании эмульсий, выпадение солей, в повышение коррозионной активности, вынос мех.примесей.

Поэтому для поиска наиболее оптимального режима работы скважин использован математический метод из теории игр. Для решения поставленной задачи, в качестве необходимых условий принимается ряд допущений, связанных с изменением температурного градиента по длине подъёмника, что упрощает модель фазовых переходов, это позволило ранжировать вероятность события от величины: объёмная доля воды.

В качестве инструмента оперативного определения источника обводнения используется нормированная функция.

Ключевые слова

Механизированная добыча, осложнённые условия эксплуатации, обводнённость, прогнозирование, теория игр, кривая Чена.

Теория

Разработка месторождений углеводородов сопряжена с отбором значительного количества воды, что в конечном итоге приводит к снижению отборов нефти, и как следствие, снижению конечной нефтеотдачи. Свойства продуктивного пласта, начальные условия залегания углеводородов и система разработки месторождения могут стать причиной обводнения эксплуатационного фонда скважин.

Для идентификации источника обводнения применяются промыслово-геофизические и гидрогеохимические исследования скважин и аналитические методы обработки промысловой информации. Каждая группа методов имеет свои достоинства и недостатки. Перспективными и экономически выгодными на сегодняшний день являются аналитические методы обработки промысловых данных.

В работе рассмотрены основные источники обводнения и методы их определения. Проанализирован подход, предложенный К.С. Ченом, и установлены границы его применимости. Разработан новый подход к определению источников обводнения на основе промысловых данных с использованием нормированных функций и динамики обводнения скважины и выявлены признаки, указывающие на причину, рисунок 1.

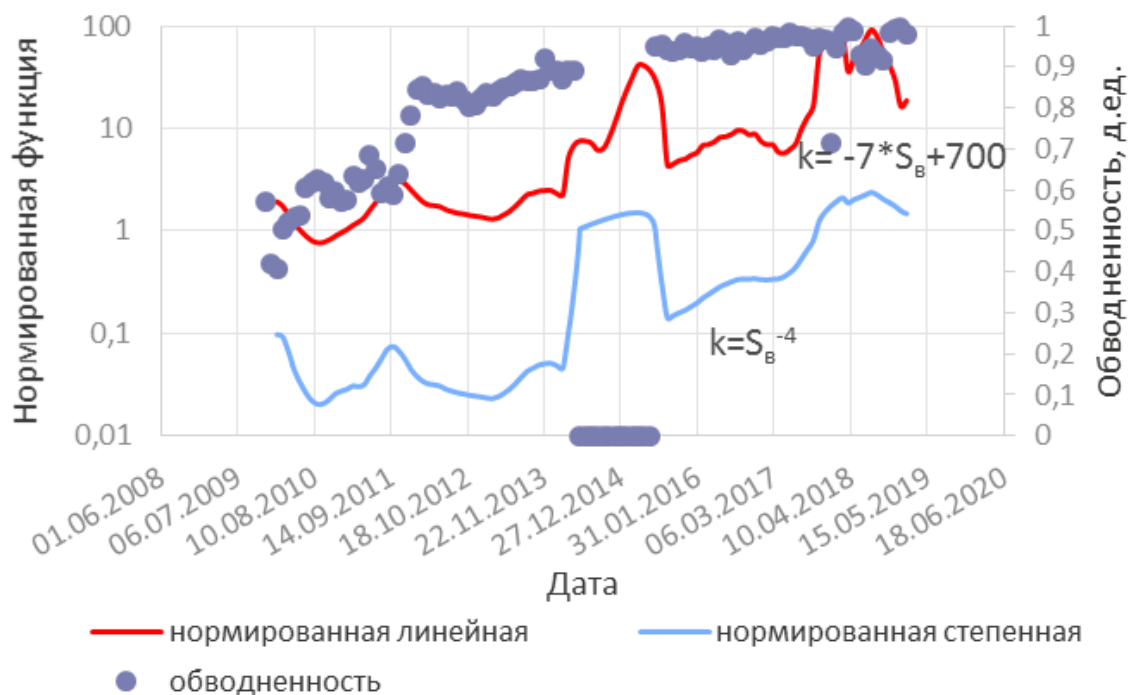


Рисунок 1. Диагностический график с нормированными функциями для определения источников обводнения

Скважина – это единичный элемент в регулировании пластовой системы, поэтому выставление режима работы для одной скважины должно учитывать взаимодействие с соседними. Однако, выставление геологического режима, в реальности не всегда имеет быть место, поскольку заданные дебиты, уровни отбора, для указанного фонда не могут быть достигнуты, как по техническим причинам, так и из-за агрессивности среды и осложняющих факторов.

Поэтому кроме определения энергетического потенциала работы подъёмника, его согласование с работой пласта, с целью подбора наиболее оптимального типоразмера насосного оборудования, учитывается комбинация геолого-физических факторов, влияющих на интенсивность осложнений: выпадение АСПО, отложение солей, образование стойких эмульсий, отказ оборудования.

С этой целью, в данном исследовании приводятся результаты определения степени влияния обводнённости на интенсивность осложняющих факторов. Было установлено, что в большинстве случаев, отложения АСПО в равной степени связано с физико-химическими свойствами флюида и скоростным режимом работы подъёмника. Были построены эмпирические кривые, отражающие зависимость скорости отложение АСПО от объёмной доли воды. Данная зависимость имеет сложный, нелинейный характер. При практическом опробовании на фонде скважин оборудованных: ШСНУ, УЭЦН было установлено, что в случае образования стойкой ВНЭ в подъёмнике,

интенсивность отложений вырастает скачкообразно. Механизм процесса связан с формированием «промежуточного» слоя, активно реагирующего со стенкой лифта.

Для ранжирования вероятности проявления осложняющих факторов, используется математический аппарат из теории игр. При огромной вариативности существующих комбинациях физико-химических свойств флюида, в зависимости от объёмной доли воды в потоке, и скоростного режима необходимо сократить область существования различных факторов. Более того, в реальности, большинство осложняющих факторов являются «катализаторами» для других. Так увеличение обводнённости повышает вероятность деформационных процессов в ПЗС, что способствует обильному выносу КВЧ, что далее способствует кристаллизации АСПО.

Выводы

Разработан новый графоаналитический подход к определению источников обводнения на основе промысловой информации, который позволит расширить границы применимости подхода К.С. Чена.

Ранжирована вероятность осложняющих факторов в зависимости от объёмной доли воды.

Библиография

1. Гавура, А.В. Управление разработкой месторождения на основе моделирования пластовых процессов: Учебное пособие / А.В. Гавура, И.Н. Санников, Ф.С. Хисматуллина – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2017. – 157 с.
2. Куликов, А.Н. Графоаналитическая методика диагностики обводнения нефтяных скважин / А.Н. Куликов, И.Р. Магзянов, В.А. Штинов // Нефтепромысловое дело. – 2012. – №8. – С. 11-17.
3. Петрова, Е.В. Новый подход к определению источников обводнения скважин на основе промысловых данных / Е.В. Петрова, Д.А. Метт // Сб. тезисов Третьей Всероссийской молодежной научной конференции «Актуальные проблемы нефти и газа». – 2019. – С. 11.
4. Собаев А.Г. «ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПО ВЫЯВЛЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ МИКРОВОЛНОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРОЦЕСС ДЕЭМУЛЬСАЦИИ СИСТЕМЫ: ВОДА-НЕФТЬ». В сборнике: Новые идеи в науках о Земле. Материалы XIV Международной научно-практической конференции. В 7-ми томах. 2019.
5. Евдокимов И.Н. «Структурные характеристики промысловых водонефтяных эмульсий»: учеб. пособие для вузов.-М.:РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина-2012.-477с.

О трансформации процессов разработки и обустройства нефтегазовых месторождений на завершающей стадии эксплуатации с применением цифровых технологий

Столяров В.Е. * (Институт проблем нефти и газа РАН, vbes60@gmail.com),
Еремин Н.А. - д.т.н. (Институт проблем нефти и газа РАН, профессор РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, ermp@mail.ru)

Аннотация

В материалах описаны причины и задачи проведения цифровой трансформации для месторождений нефтегазовой отрасли на заключительной стадии эксплуатации.

Использование цифровых технологий обеспечивает эффективное планирование и управление, быструю экономическую отдачу от инвестиций, способствуют реализации проектных режимов и продляет сроки эффективной добычи.

Ключевые слова

Цифровизация, добыча, скважина, месторождение, данные

Теория

В период ценовой конкуренции на мировом энергетическом рынке перед нефтегазодобывающими компаниями России ставится задача переосмысления производственной деятельности для обеспечения эффективности нефтегазодобычи.

Цифровая модернизация отрасли обусловлена не только особенностями и географическим расположением большинства уникальных и гигантских месторождений в районах Сибири, Дальнего Востока и Арктики, но и наличием значительных остаточных трудноизвлекаемых запасов нефти и газа в ранее освоенных месторождениях. Задачи цифровой трансформации отрасли приведены на рисунке 1.



Рисунок 1. Задачи цифровой трансформации

В связи с проводимой политикой по декарбонизации и заявлениями Евросоюза о необходимости снижении зависимости экономики от поставок природного газа из России можно утверждать, что в ближайшие десятилетия спрос на углеводородное сырье месторождений не только не снизится, но и будет уверенно расти. Этому будет способствовать программа газификации потребителей России, проводимая политика замещения угля природным газом в Китае и Индии, рост потребности развивающихся рынков Юго-Восточной Азии. Определяет рост и возможность получения промышленного водорода путем переработки природного газа в водород без наличия выбросов CO₂, применение метано-водородных смесей в качестве топлива в авиации, транспорте, промышленности, производстве тепла и энергетике в достаточно длительной перспективе (не менее 20% объема и в перспективе до 2050 г.). Преимущества традиционной добычи при наличии централизованной газотранспортной системы перед «чистой» энергетикой построенной на возобновляемых источниках энергии (солнце и ветер) проявились в зимний сезон 2021г. для регионов Европы и США, что также способствовало заключению долговременных контрактов по поставкам российского газа сжиженного природного газа (Ямал-СПГ ООО «ТК НовоТЭК»).

С учетом этих факторов роль газодобычи возрастает для ранее освоенные нефтегазоконденсатных (НГКМ) месторождений типа Медвежье (1972), Уренгойское (1977), Вынгапуровское (1979), Ямбургское (1986) и др. Эти месторождения уже обеспечили порядка 85 % объемов добычи газа за более чем 40 лет эксплуатации и сформировали лидирующие позиции России на газовом рынке, но уже находятся на заключительной стадии эксплуатации, по причине чего имеется ряд технических и геологических осложнений для стабильной добычи, что требует реализация мероприятий в целях сохранения фонда скважин, инфраструктуры для обеспечения рентабельной добычи [1].

Заключительная стадия освоения месторождений характеризуется падением пластового давления, скоплением жидкости и разрушением породы продуктивного пласта. Применение цифровых технологий является в этих условиях основным методом оптимизации затрат, что предполагает эволюционное развитие технологий и обеспечивается циклом развития «автоматизация-информатизация-цифровизация» с переходом от ручного к автоматическому и роботизированному управлению с возможностью продления сроков эксплуатации не менее чем на 10-15 лет.[2]. Схема организации добычи на месторождении приведена на рисунке 2.

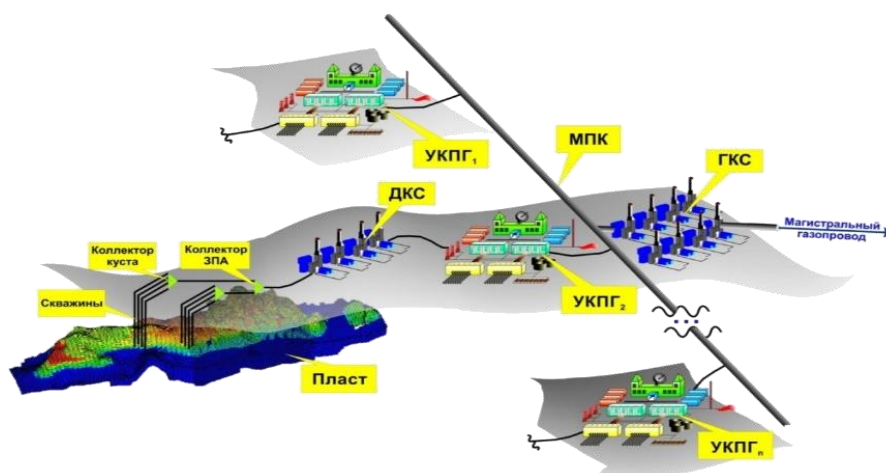


Рисунок 2. Схема организации добычи на месторождении

Упрощенно архитектура цифрового месторождения включает в себя подземные и надземные технологические объекты (скважины, коллекторы и инфраструктуру добычи – дожимные (газо) компрессорные станции (ДКС, ГКС), установки подготовки газа (УКПГ, УППГ), систему контроля добычных операций в режиме реального времени; интегрированную модель газового производства на основе «цифрового двойника», а также центр безопасности и интегрированного цифрового управления бурением, обустройством и эксплуатацией; оптоволоконную систему сбора и передачи больших объемов геолого-промысловой информации на основе энергонезависимых и беспроводных решений для управления скважинами и оборудованием. Система контроля и управления является масштабируемой и предполагает территориальное распределение вычислительных ресурсов и компетенций персонала с удаленным привлечением экспертов. Применяемые при этом системы поддержки принятия диспетчерских решений (СППДР) реализуются с применением геолого-технологической модели месторождения, реализацией технологий нейронных сетей и машинного обучения в операционные и управленческие процессы, промышленного интернета, "цифрового двойника" (виртуальная модель) технологических и бизнес процессов и др. программно-технических реализаций и возможностей Индустрии 4.0.[3].

Основной эффект от создания цифровой автоматизированной скважины (в перспективе "интеллектуальной") будет получен за счет рациональной эксплуатации системы «пласт-забой-устье скважины - межпромысловый коллектор» как единого технологического комплекса с применением диагностического оборудования подземной и надземной инфраструктуры, что позволяет на основе оперативной информации и упреждающего регулирования не допустить поступления воды и механических примесей на забой скважины, а также исключит условия разрушения и выноса частиц породы на поверхность. Автоматизация является основой эффективной добычи и проводится с учетом контролируемых параметров и оценки рисков режимов, оперативного мониторинга состояния оборудования, сценариев и алгоритмов автоматического регулирования и реагирования, геологического строения и параметров инфраструктуры, а также другой оперативной информации, характеризующих технологические процессы и риски развития штатных и нештатных ситуаций на группе скважин и месторождении. Для обеспечения таких возможностей происходит изменение объемов контролируемых параметров: ранее типовая скважина-5, дистанционная (цифровая) с точечными сенсорами - до 15, цифровая скважина с распределенными сенсорами - до 50 000. Возможность получать большие массивы информации позволяет создавать адекватную модель, определить и корректировать показатели разработки, что в целом, обеспечивает возможность оптимального технологического режима.

Как показали исследования, точное знание состояния призабойной зоны позволяет без дополнительных затрат увеличить производительность ряда скважин в условиях геолого-технологических ограничений не менее чем на 30...40 %.

Между уровнем автоматизации промысла и созданием цифровых (интеллектуальных) месторождений существует прямая связь. Существующая сегодня отставание имеет историческое и технологическое обоснование. До середины 60-х годов автоматические устройства на отечественных месторождениях практически не применялись и управление режимами обеспечивалось индивидуальным подбором и заменой штуцеров (шайб) для изменения давления на шлейфах. Только в конце 90-х годов в список измеряемых параметров были добавлены измерения устьевого давления, температуры и расхода газа, расхода жидкости, обнаружения в составе сырья механических примесей и глинопесчаной смесей. Эти работы продолжаются до

настоящего времени для чего применяются системы телемеханики и телеметрии трех основных классов - энергозависимые, энергонезависимые и станции управления.[4].

Особенностями сохранения позиций на рынке в условиях неопределенности является необходимость формирования комплексного подхода, с возможностью управления объектами по экономическим критериям эксплуатации. Важным является формирование оптимальных критериев, условий инвестиций и принятие на государственном уровне новых методик расчета эффективности газового бизнеса с учетом роста объемов добычи за счет повторного до освоения месторождений на основе внедрения передовых технологий и прорывных инновационных решений, построения ресурсно-инновационного механизма разработки и внедрения новых технологий.

Роль оперативной информации в процессах резко возрастает. Информация фактически становится сама новым товаром (добавленной стоимостью) и в технологическом комплексе «пласт-скважина-ГСС-УКПГ-ДКС-МГ» требуется применение ситуационного управления с целью рационального использования остаточного пластового давления. Применяемая геолого-технологическая модель включает геологическую и фильтрационную модель, модели сбора, транспорта газа и газового конденсата, скважины, установки подготовки газа и объектов ДКС. Внедрение мониторинга скважинного фонда для северных месторождений обеспечило улучшение технико-экономических характеристик на 10-30%, что позволило сэкономить от 5-15% капитальных вложений и не менее 10-30% эксплуатационных затрат.

Применению цифрового управления промыслами исторически предшествовало развитие автоматических и роботизированных технологий бурения и эксплуатации скважин, создание интегрированных моделей производства, освоение многоствольного бурения и технологий гидроразрыва, а также опыт развития на дожимном комплексе автоматического управления и регулирования для газоперекачивающих агрегатов (ГПА), групп ГПА и цехов ДКС, применение элементов роботизации.

Эффективно и безопасно управлять сложными производственными комплексами в настоящее время невозможно без надежных автоматизированных систем контроля и управления, наличия систем диагностики и поддержки принятия диспетчерских решений, прогнозирования на основе «рисковых» моделей, наличия резервов мощностей для локализации в нештатных ситуациях. Технология управляющих воздействий, позволяет обеспечить оперативную динамическую оптимизацию и качество управления процессом в реальном масштабе времени.

Выводы

Цифровое производство является элементом инновационного развития и повышения конкурентоспособности нефтегазовой отрасли. Лучшие мировые практики показали эффективность применения принципов «цифрового» месторождения, что обеспечивает увеличение извлекаемых запасов не менее 10%, уменьшение времени простоев скважин порядка 50 % от начального уровня и сокращение операционных затрат не менее 10-25 %.

Создание цифровой нефтегазовой отрасли в России позволяет не только решить важнейшие проблемы топливно-энергетической направленности, но и создать задел для будущего развития фундаментальных и прикладных исследований, а также конкурентоспособных технологий и производств в Российской Федерации.

Библиография

1. СТО Газпром 2-2.1-1043-2016. Автоматизированный газовый промысел. Технические требования к технологическому оборудованию и объёмам автоматизации при проектировании и обустройстве на принципах малолюдных технологий. 2016. – 203 л.
2. Дмитриевский А.Н., Тихомиров Л.И. Настоящее и будущее интеллектуальных месторождений. // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – № 12. – С. – 44–49.
3. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Столяров В.Е. К вопросу цифровизации процессов газодобычи // Известия Тульского ГУ. Науки о Земле. Вып.2, 2019. – С. 136-152.
4. Еремин Н. А., Королев М. А., Степанян А. А., Столяров В.Е. Особенности цифровой трансформации активов при реализации инвестиционных нефтегазовых проектов // Газовая промышленность. №4 /783/ 2019. – С. 116–127.

СЕКЦИЯ «ИНЖЕНЕРНАЯ ГЕОЛОГИЯ»

Влияние последствий аномальных снегопадов и холодов февраля 2021 года на эксплуатацию инфраструктуры в Лазаревском районе города Сочи
Банников А.Е. * (МГРИ, andreibannikoff148@yandex.ru)

Аннотация

Данная статья посвящена анализу влияния недавнего циклона (в связи со смещением серии холодных фронтальных разделов с северо-западных районов Европы) на территории Лазаревского района Сочи, на различные инженерные сооружения, на видовое разнообразие растений преимущественно субтропической зоны в прибрежной, а также жилой зоне, в краткосрочной и долгосрочной перспективе. Также представлены определенные возможные пути решения инженерно-геологических проблем, связанных с последствиями резкого ухудшения погоды.

В статье рассмотрены влияние инженерно-геологических условий и аномальных погодных условий на эксплуатацию инфраструктуры посёлка Лазаревское в 2021 году. Особое внимание уделено экзогенным геологическим процессам. В работе изложены основные инженерно-геологические особенности региона, влияющие на прочностные и деформационные характеристики грунтов. Также рассмотрена актуальность проблемы, способы борьбы, способы уменьшения потенциальной опасности и ущерба от экзогенных геологических процессов, опыт их применения и оценка эффективности.

Ключевые слова

Лазаревское, Сочи, оползни, сели, погодные аномалии, экзогенные геологические процессы

Теория

15 февраля 2021 года в пределах Большого Сочи выпал снег, а температура воздуха опустилась ночью до минусовых значений – это редкое погодное явление, которое фиксируется на территории города раз в несколько лет. 18 февраля разыгрался сильный шторм. Высота волн достигала 1,8 м. Ночью 19 и 20 февраля температура достигла -5°C . Посёлок Лазаревское оказался под снегом, мощность которого достигала 30 см. Снежный покров сохранялся при постоянных отрицательных температурах с 15 по 22 февраля. Поселок оказался обездвижен, движение транспорта было сковано из-за трудной транспортной доступности, спецтехника для уборки снега доезжала с трудом, т.к. обледенели дороги, из-за неприспособленности инфраструктуры города к отрицательным температурам, снежному покрову и горного рельефа.

Лазаревское расположено у побережья Чёрного моря, в устье реки Псеуапсе, у подножья южного склона Главного Кавказского хребта. Через посёлок проходит федеральная автотрасса А-147 (*Адлер-Джубга*) и железнодорожная ветка Туапсе-Адлер.

Климат в посёлке влажный субтропический. Среднегодовая температура воздуха составляет около $+14,7^{\circ}\text{C}$, со средними температурами июля около $+24,0^{\circ}\text{C}$, и средними температурами января около $+6^{\circ}\text{C}$. Среднегодовое количество осадков составляет около 1400 мм в год. Основная часть осадков выпадает в зимний период.

Посёлок расположен в низменностях предгорной зоны южного склона Главного Кавказского хребта. Горы и хребты начинают резко возвышаться при удалении от

побережья моря. Средние высоты на территории посёлка составляют 20 м над уровнем моря.

Рельеф имеет эрозионно-тектоническое происхождение, сформирован на породах мелового возраста.

Гидрографическая сеть представлена короткими реками, стекающими с гор в Чёрное море. Наиболее крупной рекой в пределах посёлка является река Псезуапсе, на правом берегу которой расположена основная часть посёлка.

На побережье используются почвопокровные растения и кустарники с развитой корневой системой, создающие природную защитную сетку [2]. Видовой состав растительности на побережье представлен в основном теплолюбивыми видами, для которых отметка температуры в -5°C может стать фатальной.

Прошедший аномальный снегопад и последующее таяние снежных масс спровоцировали череду селей в мелких и временных водотоках, вследствие переувлажнения почвы активизировались оползневые процессы, стали заметны локальные проявления суффозии.

Изучением причин экзогенных геологических процессов в Большом Сочи занимались многие исследователи, например, Крестин Б.М., Мальнева И.В., Кононова Н.К. [4] писали об оползневых процессах. Кангелиди К.Д., Мовсесян И.М., Юрченко Е.Е. [2] изучали эрозионные процессы в общем.

В работах, посвященных экзогенным геологическим процессам, чаще всего упоминаются Адлерский и Центральный район Большого Сочи [1, 3, 5], имеющие несколько другое геологическое строение. Северные территории Лазаревского района располагаются на меловых породах со сложной складчатостью, начиная с южной границы пос. Каткова щель, в то время как Центральный и Адлерский район стоят на породах палеогенового возраста, падающих в сторону моря.

Целью данной работы стал анализ влияния последствий аномальных снегопадов и холодов февраля 2021 года на эксплуатацию инфраструктуры в пос. Лазаревское.

Основной задачей на данном этапе исследований было выделение объектов и зон, наиболее пострадавших от активации экзогенных процессов вследствие переувлажнения грунтов. Автором был совершён обход территории посёлка и произведено визуальное наблюдение за проявлениями экзогенных процессов.

В силу того, что катаклизм был связан с большим количеством осадков, то наиболее отчетливо проявились оползневой и селевой процессы. На рисунке 1 приведена подборка свежих оползневых деформаций подпорных стенок, расположенных в разных районах поселка. Формирование новых трещин не связано с качеством стенок и временем их строительства.

В Хостинском районе, на улице Ломоносовской, вечером 17 февраля, фактически сразу после начала снежного заноса, на дорожное полотно сошёл оползень.



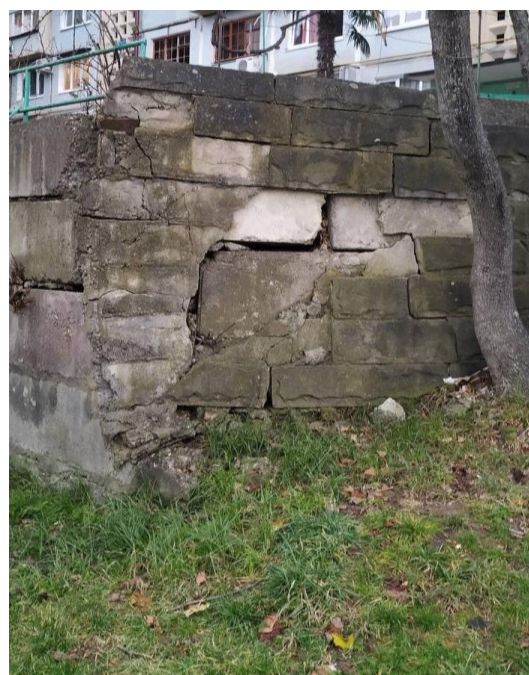
А) стена здания на улице Айвазовского



Б) подпорная стенка у жилого дома по адресу Партизанская, 38



В) подпорная стенка участка Циолковского, 17а



Г) подпорная стенка у жилого дома по адресу Партизанская, 20

Рисунок 1. Трещины в подпорных стенках, как проявление оползневого процесса, вызванного сильным и резким переувлажнением грунтов

В районе Мамайского перевала около 2 часов ночи 20 февраля на 171 км трассы на дорогу сошел сель. Так же проявление селевых процессов было замечено в русле временного водотока у села Татьяновка. Был затруднён проезд в микрорайоны Тихоновка, Верхнее Лоо, аул Тхагапш. К настоящему времени ведется сбор всей информации о нарушениях в работе городских транспортных коммуникаций.

В третьем квартале 2021 года планируется расчистка и углубление горного русла реки Псезуапсе. Во время сильных ливней или в период активного снеготаяния она подмывает дорогу, существует угроза подтопления жилых домов, находящихся в опасной близости от неё.

Выводы

В результате выполненного анализа влияния последствий аномальных снегопадов можно сделать следующие выводы:

1. При климатических катаклизмах, связанных с выпадением большого количества снега, существующие экзогенные процессы активируются так же резко, с большой интенсивностью.

2. Кроме вышеупомянутой резкой активации экзогенных процессов, возможно отложенное влияние экстремальных для данной местности климатических условий, что может проявиться в повреждении или гибели противооползневых посадок растений. В этом случае будет наблюдаться активизация селевых и оползневых деформаций после разрушения их корневой системы.

Библиография

1. Богомолов А.Н., Маций С.И., Калашников С.Ю., Бабаханов Б.С., Безуглова Е.В., Лейер Д.В., Кузнецова С.В. Причины активизации оползня на федеральной автомобильной дороге г. Сочи и мероприятия по ее стабилизации // Вестник Волгоградского государственного архитектурно-строительного университета. Серия: строительство и архитектура. № 29 (48). 2012. С. 6–14.
2. Кангелиди К. Д. Мовсесян И. М. Юрченко Е. Е. Защита участков склонов с эрозионными процессами в городе Сочи // APPLIED SCIENCE OF TODAY: PROBLEMS AND NEW APPROACHES. Сборник статей II Международной научно-практической конференции. 2020. Издательство: Международный центр научного партнерства «Новая Наука» (ИП Ивановская Ирина Игоревна) (Петрозаводск). С. 75–78.
3. Крестин Б.М., Мальнева И.В. Активность оползневых и селевых процессов на территории Большого Сочи и ее изменения в начале XXI века // В сборнике: СЕРГЕЕВСКИЕ ЧТЕНИЯ. Юбилейная конференция, посвященная 100-летию со дня рождения академика Е.М. Сергеева. Материалы годичной сессии Научного совета РАН по проблемам геоэкологии, инженерной геологии и гидрогеологии. Научный совет РАН по проблемам геоэкологии, инженерной геологии и гидрогеологии, ИГЭ РАН. 2014. С. 295-299.
4. Крестин Б.М., Мальнева И.В., Кононова Н.К. Особенности развития опасных природных процессов на территории Большого Сочи в соответствии с современными изменениями // Устойчивое развитие горных территорий. 2016. Т. 8. № 1. С. 73–80.
5. Прокопов А.Ю., Акопян В.Ф., Ким Р.В. О причинах и последствиях оползневых процессов в районе ул. Медовой Адлерского района г. Сочи // Известия Ростовского государственного строительного университета. Т. 2. № 20. 2015. С. 48–57.

Карта потенциальной опасности протаивания многолетнемерзлых пород в криолитозоне России

Бердников Н.М.* (Институт криосферы Земли ТюмНЦ СО РАН, nikolaj-berdnikov@yandex.ru), Дроздов Д.С. (Институт криосферы Земли ТюмНЦ СО РАН, Российский государственный геолого-разведочный университет (МГРИ), Тюменский государственный университет, ds_drozдов@mail.ru), Пономарева О.Е. (Институт криосферы Земли ТюмНЦ СО РАН, Российский государственный геолого-разведочный университет (МГРИ), o-ponomareva@yandex.ru)

Аннотация

С протаиванием грунтового льда связана активизация многих криогенных процессов. В рамках исследования под потенциальной опасностью протаивания многолетнемерзлых пород (ММП) понимается высокое объемное содержание грунтового льда, которое на фоне температур пород, приближающихся к 0 °С, может привести к катастрофическим значениям осадки при оттаивании и трансформации ландшафтов. Показано влияние температуры и льдистости грунтов на инженерно-геологическую ситуацию в некоторых промышленных центрах. С помощью балльной оценки проанализирована опасность протаивания грунтов в Надыме и Норильске на фоне других территорий криолитозоны. Оценка потенциальной опасности протаивания позволяет решать вопросы о надежности эксплуатации инженерных сооружений в области распространения ММП, а также о сохранении природной среды.

Ключевые слова

Протаивание мерзлоты, льдистость грунтов, цифровые карты криолитозоны, инженерно-геологические условия

Источники финансирования

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФ (грант 16-17-00102).

Теория

Негативное влияние таяния вечной мерзлоты на состояние ландшафтов и инженерную деятельность изучается на протяжении многих лет. Основные положения были сформулированы Л.И. Зотовой. «При оценке литокриогенного состояния ландшафтов для инженерных целей выбираются критерии, влияющие напрямую на активизацию нежелательных криогенных процессов, связанных с фазовыми переходами воды. Это криогенное строение (льдистость) и температурный режим мерзлых пород» (Зотова, 2017). «Типы криогенного строения грунтов определяются эпи- или сингенетическими способами формирования мерзлых пород» (Геокриологический словарь, 2003). В криогенном строении грунтов составляют основную массу и играют наибольшую роль текстурообразующие льды (Геокриологический словарь, 2003).

Исходя из данных положений нами выделено четыре параметра для балльной оценки потенциальной опасности протаивания в криолитозоне России: (1) объемная льдистость грунтов (доли ед.) (Рис. 1а); (2) тип промерзания (сингенетический, эпигенетический); (3) температура многолетнемерзлых пород (степень близости значений температуры ММП к 0 °С по состоянию на 2000 год); (4) распространение на

участках пластовых льдов. В основу картографической модели потенциальной опасности протаивания ММП положена цифровая версия Геокриологической карты СССР масштаба 1 : 2 500 000 (Геокриологическая карта..., 1996).

Одним из важнейших параметров, положенных в основу исследования является объемная льдистость. Тип промерзания анализируется как отдельный показатель, несмотря на то, что хорошо коррелирует с другим критерием – объемной льдистостью. Основанием для рассмотрения типа промерзания как отдельного параметра служит различие в распределении льдистости по разрезу у сингенетических и эпигенетических толщ. «Главной особенностью криогенных текстур разреза синкриогенных толщ является приблизительно постоянная высокая льдистость...» (Рогов, 2009). В то время как наиболее распространенный тип разреза эпикриогенных толщ характеризуется убыванием льдистости по разрезу. Для балльной оценки использовались значения льдистости неоген-четвертичных отложений для равнинных областей, а для горных районов использована льдистость элювиальных и склоновых образований, как наиболее льдистых грунтов (объемная льдистость не менее 0,2 и до 0,6). Для формаций дочетвертичных пород в горных областях свойственны невысокие значения льдистости (от 0,02 и в зонах повышенной трещиноватости до 0,3), поэтому они не оценивались в рамках исследования. Типы промерзания в горных областях также анализировались только для элювиальных и склоновых образований.

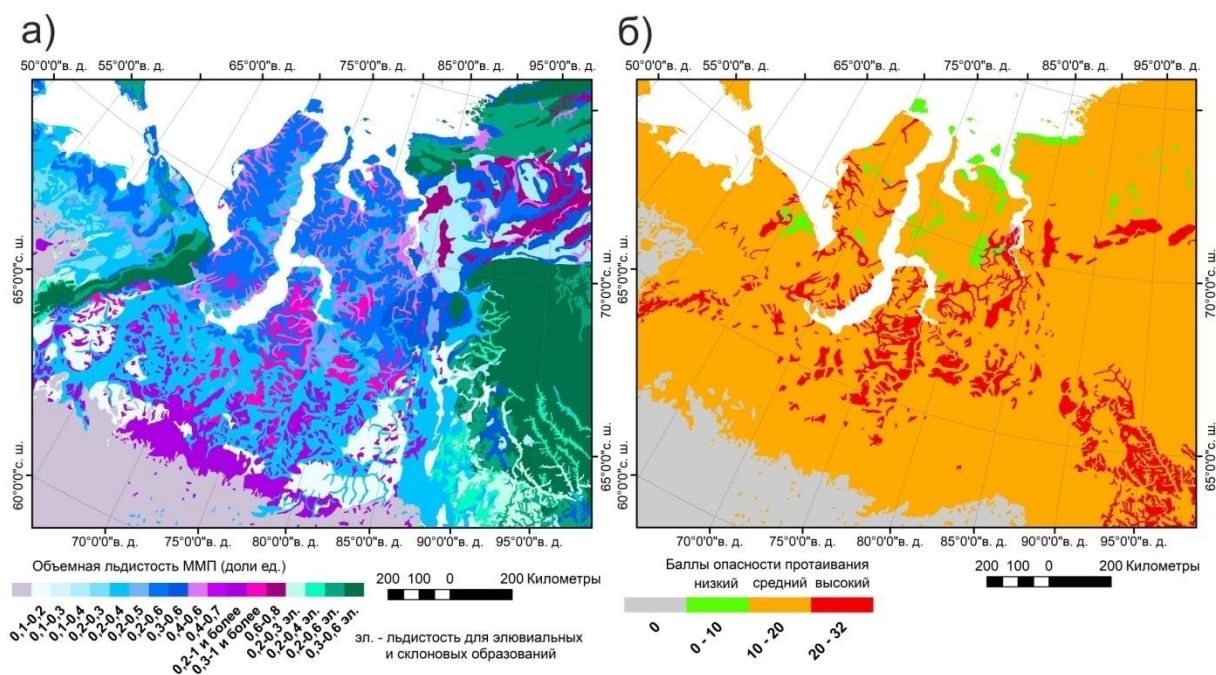


Рисунок 1. (а) - Карта объемной льдистости ММП (доли ед.). (б) - Карта опасности протаивания ММП. (Фрагмент для Западной Сибири).

Для четырех рассматриваемых показателей были приняты значения по десятибалльной шкале. Для объемной льдистости пород балл устанавливался в зависимости от среднего значения показателя (Таблица 1). В зависимости от типа промерзания, максимальный балл установлен для сингенетических толщ, а минимальный для эпигенетических (Таблица 2). Промежуточное положение занимают участки карты, где встречаются как эпигенетические, так и сингенетические типы промерзания. Толщам с определенным типом промерзания в горных областях присвоено на один балл меньше, чем аналогичным на равнинах в связи с небольшой мощностью

элювиальных и склоновых образований в горах. В зависимости от близости температуры ММП к 0 °С максимальный балл (10 баллов) установлен для участков, на которых температура непосредственно приблизилась к нулевым значениям (Таблица 3). Средний балл (5 баллов) присвоен для температуры -4,5 °С, поскольку согласно прогнозной карте Геофизической обсерватории им. Воейкова (сценарий RCP 4.5) (опубликована на сайте Главной геофизической обсерватории им. Воейкова (www.voeikovmgo.ru)) изменения климата за первую половину XXI века для севера России составят максимум 4,5 °С. Минимальный балл установлен для ММП с самой низкой температурой (-13 °С). Для участков с распространением пластовых льдов принято значение 8 баллов.

Таблица 1.

Баллы опасности протаивания ММП в зависимости от объемной льдистости пород.

Объемная льдистость пород (доли ед.)	Балл опасности протаивания
0,1-0,2	1,5
0,2-0,4	3
0,4-0,6	5
0,6-0,8	7

Таблица 2.

Баллы опасности протаивания ММП в зависимости от типа промерзания толщи ММП (Эпигенетический – Э, сингенетический – С).

Тип промерзания	Балл опасности протаивания
Э	2
Э, С	5
С, Э	8
С	10
Э (для элювия)	1
С, Э (для элювия)	7

Таблица 3.

Баллы опасности протаивания ММП в зависимости от близости температуры к 0 °С.

Температура ММП, °С	Балл опасности протаивания	Зависимость балла от температуры
-13	0	
-8	2,94	
-6	4,12	
-4	5,77	
-1,25 (-0.5...-2) и выше	10	

Потенциальная опасность протаивания была определена суммированием баллов, присвоенных каждому из четырех факторов. Расчет произведен в программном пакете ArcGIS для каждого из контуров, полученных путем наложения карты температуры ММП на карту генетических типов пород. Каждый генетический тип характеризуется объемной льдистостью, типом промерзания и распространенностью на участке пластовых льдов. Построенная карта балльной оценки потенциальной опасности протаивания ММП показывает обобщенное пространственное изменение четырех показателей, заложенных в анализ (Рис. 16). Суммарный балл составляет от 0 до 32. Созданная картографическая модель позволяет реализовать комплексный подход к

анализу неблагоприятных последствий при освоении природной среды в области распространения ММП.

Выводы

На построенной карте зональность в распределении потенциальной опасности протаивания прослеживается слабо, потому что наибольшее влияние на итоговый показатель оказывают локальные особенности мерзлых толщ, связанные со льдистостью ММП. Потенциальная опасность протаивания ММП обладает большой мозаичностью и изменчивостью в пространстве.

Низкая потенциальная опасность при оттаивании связана с среднельдистыми низкотемпературными грунтами с эпигенетическим типом промерзания в северных районах криолитозоны. Большая часть криолитозоны России характеризуется средним баллом опасности протаивания. Высокий балл потенциальной опасности оттаивания выявлен на севере криолитозоны у высокольдистых сингенетически промерзших речных долин со средними (выше $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$) температурами и на участках распространения «ледового» комплекса. В южных районах области распространения ММП максимальная опасность протаивания приурочена к высокотемпературным высокольдистым торфяникам. Высокая опасность протаивания также выявлена в горных районах с распространением высокольдистых элювиальных отложений с температурами выше $-3\text{ }^{\circ}\text{C}$.

На территории городов Надыма и Норильска балл опасности протаивания средний по величине и составляет от 15 до 18 (из 32). Для территории Норильска это объясняется преимущественно средними значениями льдистости (0,2-0,4, реже до 0,6) и относительно близкими к нулю температурами ММП (выше $-2\dots-4\text{ }^{\circ}\text{C}$). На территории Надыма наибольший вклад в опасность протаивания вносят околонулевые температуры ММП (выше $-1\dots-0,5\text{ }^{\circ}\text{C}$), на фоне средней льдистости грунтов (0,2-0,4). Однако за пределами города в Надымском районе встречаются также высокольдистые грунты, для которых балл опасности составляет выше 23.

Библиография

1. Геокриологическая карта СССР: Масштаб 1:2500000. Кондратьева К.А., Афанасенко В.Е., Гаврилов А.В., Дунаева Е.Н., Замолотчикова С.А., Труш Н.И., Лисицына О.М., Трофимов В.Т. и др. – М.: ГУГК, 1991 (отпечатано 1996).
2. Геокриологический словарь. - М.: ГЕОС, 2003. – 140 с.
3. Зотова Л.И. Методология оценки и картографирования мерзлотно-экологического состояния ландшафтов Тюменского Севера. // Ландшафтоведение: теория, методы, ландшафтно-экологическое обеспечение природопользования и устойчивого развития: материалы XII Международной ландшафтной конференции, Тюмень-Тобольск, 22-25 августа 2017 г.: Том 2. С. 143-145.
4. Рогов В.В. Основы криогенеза (учебно-методическое пособие). – Новосибирск: Академическое изд-во «Гео», 2009. – 203 с.

**Определения коэффициентов оттаивания и сжимаемости естественных грунтов
ненарушенного сложения**

**Вахрин И.С.* (ФГБУН Институт мерзлотоведения им. П.И. Мельникова СО
РАН, Kloydspir@rambler.ru)**

Аннотация

Деформация оттаивающих грунтов обусловлена уменьшением их пористости вследствие отжатия воды и воздуха из пор грунта под действием собственной массы и приложенной внешней нагрузки. Чем больше пористость мёрзлого грунта, тем больше величина его осадки при оттаивании. Причём это не зависит от того, в какой степени заполнены поры грунта льдом и незамёрзшей водой. В данной статье излагаются результаты определения деформационных характеристик естественных грунтов ненарушенного сложения, образцы которых были отобраны при выполнении инженерно-геологических изысканий на строительных площадках в разных районах территории Якутии. Показаны на схематической карте Якутии места отбора проб исследованных грунтов. Приведены физические характеристики этих грунтов. Представлены в графическом виде коэффициенты оттаивания и сжимаемости суглинка естественного сложения и для сравнения образцов искусственного изготовления. Показано, что графики зависимости деформационных характеристик естественных грунтов ненарушенного сложения и искусственных образцов идентичны. Зависимости деформационных коэффициентов оттаивающих грунтов естественного сложения от пористости выражаются, как и коэффициенты искусственных образцов, линейной функцией и могут быть рекомендованы в качестве паспорта деформационных характеристик мёрзлых грунтов при оттаивании. Полученные результаты подтверждают, что величины деформационных характеристик мёрзлых грунтов при оттаивании определяются пористостью их и не зависят от степени заполнения пор льдом и незамёрзшей водой. Поэтому расчёты осадки мёрзлых грунтов при оттаивании можно выполнять по данным определений коэффициентов оттаивания и сжимаемости без учёта криогенного их строения.

Ключевые слова

Влажность, мёрзлый грунт, деформационные характеристики, пористость

Теория

Основной особенностью мёрзлых грунтов при оттаивании как деформируемого тела является наличие в них пор, объём которых под действием собственной массы и приложенной внешне нагрузки уменьшается. Образовавшаяся при таянии льда вода, незамёрзшая вода и воздух под действием нагрузки вытесняются из пор грунта. Деформации мёрзлых грунтов принято характеризовать коэффициентами оттаивания и сжимаемости соответственно при отсутствии и наличии компрессионного давления [4, 5]. Целью исследования является выявления возможных особенностей деформирования оттаивающих естественных грунтов ненарушенного сложения и составления базы данных.

Объектом настоящих исследований являются мёрзлые дисперсные грунты естественного сложения, отобранные в процессе проведения инженерно-геологических изысканий на территории Якутии (рис.1). Места отбора проб обозначены:

№1 – о. Котельный;

№2 – Амура-Якутская железная дорога;

№3 – Трубопроводная система Восточная Сибирь – Тихий океан;

№4 – Магистральный газопровод Якутия – Хабаровск – Владивосток.

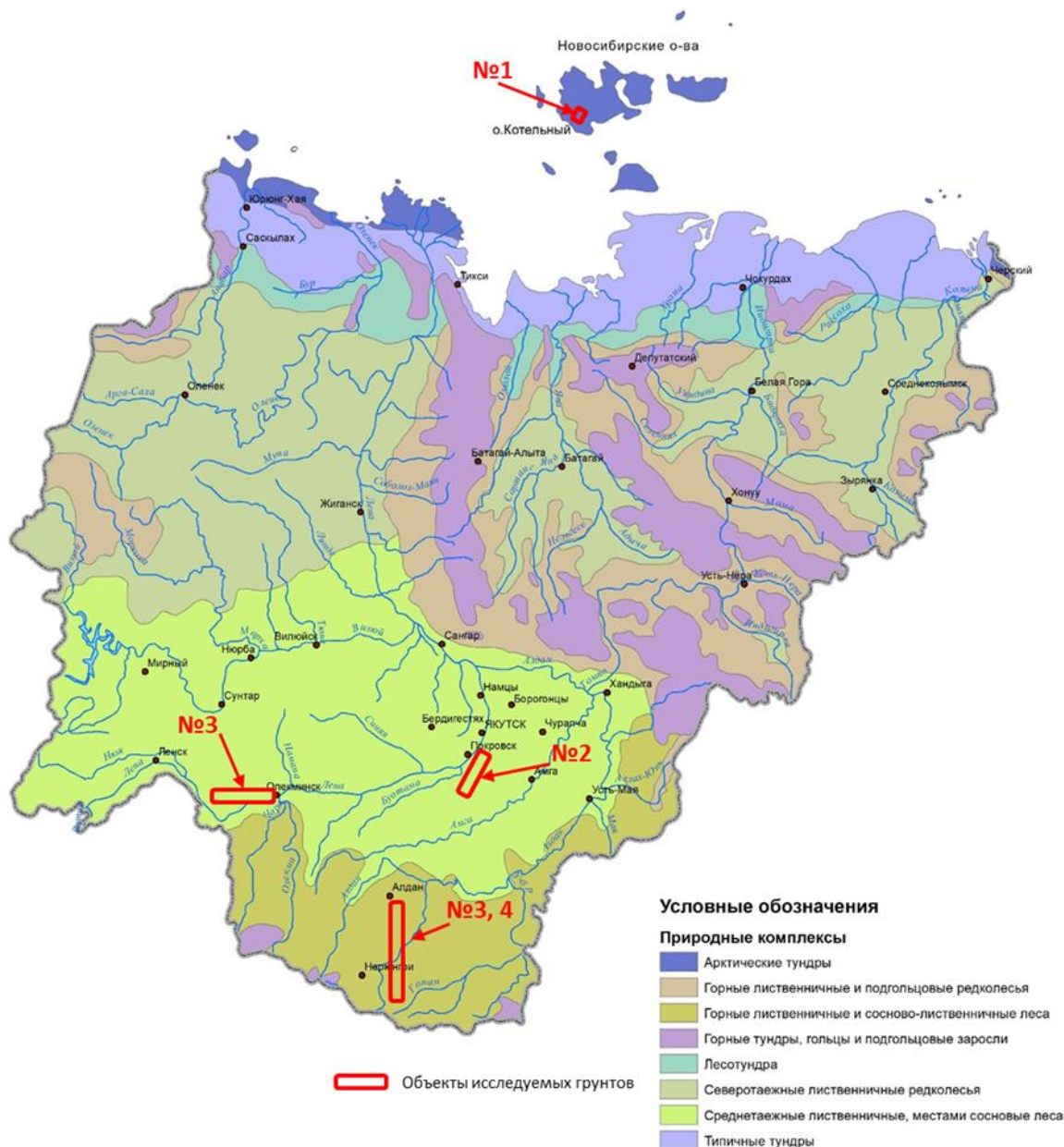


Рисунок 1. Места отбора проб грунта на схематичной карте РС (Я)

По результату определения гранулометрического состава исследуемых грунтов ситовым и ареометрическим анализом, грунты представлены в виде песка, супеси и суглинка.

Деформационные характеристики оттаивающих грунтов определялись по стандартной методике компрессионного сжатия на измерительно-вычислительном комплексе «АСИС» [3]. Образцы мёрзлого грунта для испытания вырезались из монолита по форме рабочего кольца при отрицательной температуре. Рабочее кольцо с образцом грунта помещалось в одометр и устанавливалось в устройство компрессионного сжатия, находящегося в холодильной камере, и выдерживались перед испытанием при температуре грунта в массиве в течение 12 часов.

Результаты определений физических и деформационных характеристик 293 образцов естественного сложения приведены в табл. 1.

Таблица 1
Физические и деформационные характеристики исследованных грунтов

№ объекта	$W_{tot}, \%$	$n, \%$	$A_{th}, д.е.$	$m, МПа^{-1}$	Наименование грунта
1	32,0/78,6	50,74/70,57	0,111/0,163	0,062/0,086	Супесь пылеватая
	30,0/75,0	47,73/70,11	0,134/0,199	0,069/0,105	Суглинок лёгкий пылеватый
2	20,9/42,1	40,74/57,41	0,089/0,147	0,047/0,065	Супесь пылеватая
	28,1/73,0	47,60/69,74	0,119/0,201	0,067/0,104	Суглинок лёгкий пылеватый
3	13,2/23,7	39,1/39,85	0,0147/0,0160	0,0198/0,0221	Песок мелкий
	14,4/24,5	39,85/40,6	0,0146/0,0163	0,0196/0,0223	Песок средней крупности
	19,0/69,8	38,52/68,89	0,096/0,164	0,044/0,076	Супесь песчанистая
	23,2/72,5	43,17/69,63	0,120/0,189	0,064/0,098	Суглинок лёгкий песчанистый
	18,0/42,5	37,41/57,41	0,085/0,128	0,041/0,069	Супесь пылеватая
	22,0/46,3	42,07/59,78	0,124/0,184	0,063/0,089	Суглинок лёгкий пылеватый
4	20,2/41,8	39,63/57,04	0,086/0,137	0,047/0,063	Супесь песчанистая
	22,2/46,2	42,07/59,78	0,124/0,184	0,063/0,089	Суглинок лёгкий пылеватый

В табл. 1 приведены в числителе дробей минимальные значения, а в знаменателе максимальные значения физических и деформационных характеристик грунтов.

В диапазоне неполного насыщения пор водой от 13,2–24,5 % коэффициенты оттаивания и сжимаемости песка естественного сложения мелкой и средней крупности, как и коэффициенты искусственных образцов песка, не изменяются [2]. По величине эти коэффициенты практически совпадают.

Зависимости деформационных коэффициентов суглинка от пористости грунта так же, как и зависимости образцов искусственного изготовления, выражаются линейной функцией практически с одинаковыми параметрами (рис. 2).

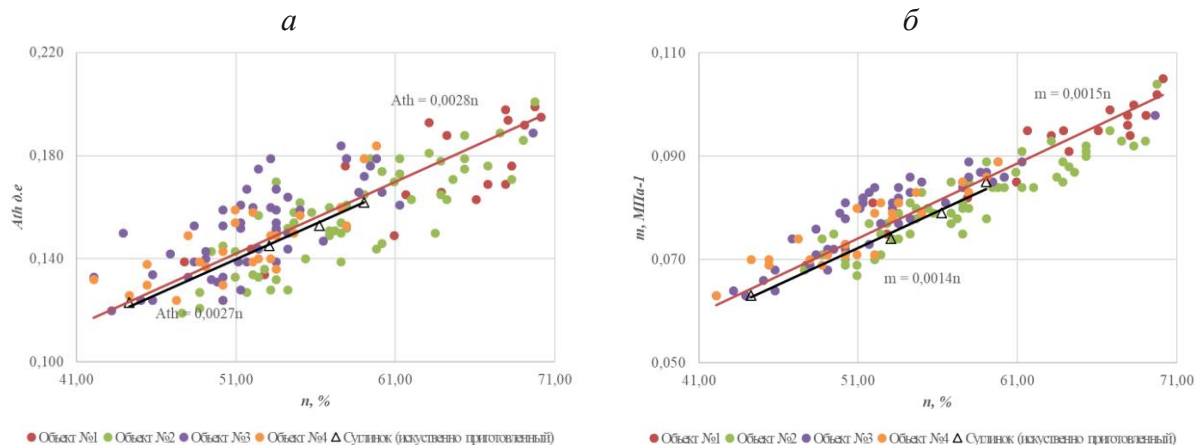


Рисунок 2. Зависимость коэффициентов оттаивания (а) и сжимаемости (б) суглинка естественного сложения и искусственно приготовленного от пористости

Выводы

Испытаниями в лабораторных условиях получено большое количество значений деформационных характеристик мёрзлых грунтов при оттаивании, образцы которых были отобраны с различных строительных площадок на обширной территории Якутии. Результаты испытаний на компрессионное сжатие естественных и искусственно приготовленных образцов показали, что деформационные характеристики их при оттаивании выражаются одними и теми же зависимостями от физических характеристик, причём постоянные в этих зависимостях имеют практически одинаковые величины. Это открывает возможность изучать осадки мёрзлых грунтов при оттаивании на искусственно приготовленных образцах с заданными физическими характеристиками.

Библиография

1. Болдырев, Г.Г. Методы определения механических свойств грунтов с комментариями к ГОСТ 12248–2010 [Текст]: монография / Г.Г. Болдырев. 2-е изд., доп. и испр. – М.: ООО «Прондо», 2014. – 812 с.
2. Вахрин И.С., Кузьмин Г.П. Деформационные характеристики искусственно приготовленных образцов мёрзлых грунтов при оттаивании // Успехи современного естествознания. 2020. № 7. С. 70–76.
3. ГОСТ 12248–2010. Грунты. Методы лабораторного определения характеристик прочности и деформируемости. – М.: МНТКС, 2011. – 162 с.
4. Котов П.И. Обобщение деформационных характеристик оттаивающих грунтов // Основания, фундаменты и механика грунтов. 2013. № 3. С. 23–26.
5. Хрусталёв Л.Н. Основы геотехники в криолитозоне: учебник / Л.Н. Хрусталёв. М.: ИНФРА-М, 2019. – 543 с.

Инженерно-геологические проблемы сохранения Псковского Мирожского монастыря

Вязкова О.Е.* (МГРИ-РГГРУ, wjask@yandex.ru), Никушина Т.А. (МГРИ-РГГРУ, nikishinata@mgri.ru)

Аннотация

Монастырские комплексы Русской Православной Церкви исторически располагались в прибрежных зонах рек и озер, что способствовало формированию своеобразного парагенезиса экзогенных геологических процессов за многовековую эксплуатацию. Для грамотного решения вопросов длительного дальнейшего сохранения ИПТС «Монастырь» авторы на примере Мирожского монастыря в г. Пскове восстановили этапы изменения инженерно-геологических условий (ИГУ) за историю функционирования монастыря, выделили самые опасные компоненты и предложили методы нейтрализации их вредоносного воздействия на уникальный памятник истории и культуры.

Ключевые слова

Инженерная геология; парагенезис экзогенных геологических процессов; историческая природно-техническая система; Мирожский монастырь

Теория

В зависимости от геологического строения прибрежной зоны озера или реки, на которых расположены православные монастыри, за порой тысячелетнюю историю их функционирования развиваются следующие парагенезисы процессов: выветривание → склоновые процессы → речная эрозия (озёрная абразия) → подтопление. Механизмы этих процессов достаточно хорошо известны, а вот скорость на протяжении эксплуатации монастырей менялась в соответствии с изменением остальных компонентов инженерно-геологических условий, предопределяющих развитие экзогенных геологических процессов.

В результате нам достаются исторические природно-технические системы (ИПТС), находящиеся в измененных, по сравнению с первоначальными, условиях.

Преображенский Мирожский Завеличский монастырь, основанный в период между 1148 и 1153 гг., относится к домонгольскому периоду и расположен на узком водоразделе в месте слияния р. Великой (левобережье) и р. Мирожки (правобережье) в г. Пскове.

Грунтами оснований всех сооружений монастыря являются верхнедевонские известняки, доломиты и мергели псковских и снетогорских слоёв, перекрытые маломощной корой выветривания (до 0,5 м) и культурным слоем. Подземные воды приурочены к девонским трещиноватым породам и динамика их уровня тесно связана с режимом рек. За территорией монастыря, на берегах р. Великой и р. Мирожки повсеместно развивается процесс выветривания, который приводит к образованию осыпей верхнедевонских пород. Весь образующийся на берегу р. Великой элювиальный материал транспортируется весенне-осенними паводками реки, а также атмосферными осадками. Внутри ограды монастыря продукты выветривания накапливаются,

смешиваясь с культурным слоем, что привело к повышению уровня дневной поверхности вокруг Спасо-Преображенского собора на 1–1,5 м.

За многие столетия функционирования Мирожского монастыря многократно менялись и инженерно-геологические условия (ИГУ) его компонентов как исторической природно-технической системы (ИПТС) [1]. Результатом таких изменений стало развитие парагенезиса экзогенных геологических процессов (ЭГП) как на территории Мирожского монастыря, так и на прилегающих участках.

По мнению Е.М. Пашкина [4], в 80% случаев деформации памятников истории и культуры возникают в результате развития парагенезисов экзогенно-геологических и инженерно-геологических процессов [3]. В настоящее время ИПТС «Мирожский монастырь» нуждается в оперативном решении всех скопившихся проблем, которые угрожают не только ее сохранности, но и оптимальному функционированию.

Целью проведенной работы являлось выявление инженерно-геологических проблем сохранения Преображенского Мирожского Завеличского монастыря в Пскове.

Для достижения поставленной решены следующие задачи:

1. Оценен характер взаимодействия ИПТС «Монастырь» и реки Великой.
2. Проанализирован парагенезис ЭГП и предложены меры долгосрочного решения проблем сохранения значимых культурно-исторических религиозных памятников, функционирующих на территории монастыря по первоначальному назначению.

Русло р. Великой вблизи Мирожского монастыря имеет небольшой изгиб, в результате чего в период весеннего ледохода массы льда, влекомые высокой водой, с разгона ударяются в левый берег под монастырскими стенами. По словам Е.А. Яковлевой, проводившей расчеты на основании сравнения икон разного периода и других исторических источников, берег отступил более чем на 3 м за период существования монастыря [5].

Эти процессы в начале XX в. привели к деформации основания восточной стены церкви Архидиакона Стефана. Для сохранности сооружения из гранитных блоков была устроена защитная стенка, просуществовавшая около 100 лет.

К 2010 г. в ней появились крупные трещины по швам, и выпало несколько рядов блоков в северной части (рис. 1а), в 2011 г. после ледохода блоки продолжили выпадать из стенки (рис. 1б), и была проведена реставрация, через три года после которой на швах между цементом и гранитными блоками снова начали образовываться трещины (рис. 1в).

Второй по значимости, после речной эрозии, проблемой монастыря являются периодические затопления его территории паводковыми водами. Обычно в паводок происходит подъем уровня воды в реках на 3–5 м над меженью. В 1934 году, как писали в своей справке в 2001 г. Антонюк Е.Г. и Глух Н.А., в результате образования затора на реке высота паводка составила 8,71 м, и достигла отметки 37,97 м.

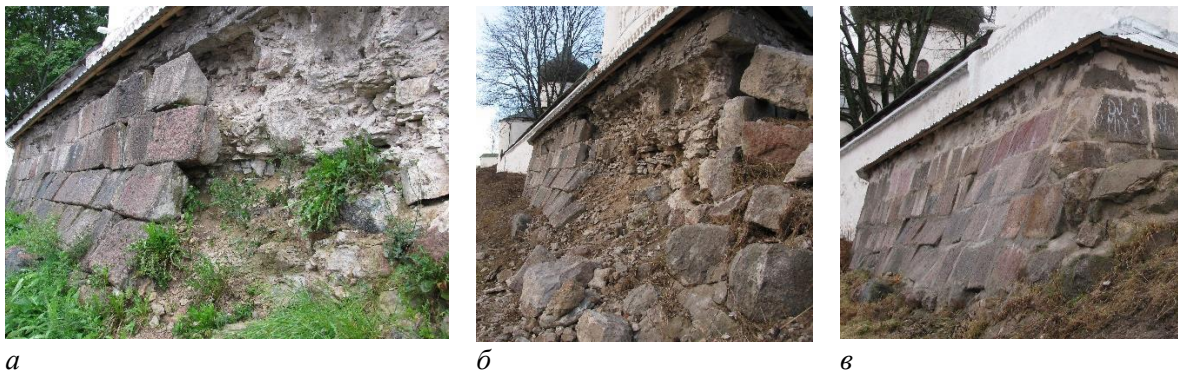


Рисунок 1. Защитная стенка под восточной стеной церкви Архидиакона Стефана Мирожского монастыря: а – август 2010 года; б – апрель 2011 года; в – апрель 2012 года (Фото Вязковой О.Е.)

Таким образом, внутри монастырских стен наиболее опасными экзогенными геологическими процессами являются периодические затопление и подтопление территории Мирожского монастыря паводковыми водами. Такое цикличное изменение гидродинамического режима может привести к активизации карстовых процессов на монастырской территории.

Паводковые воды, приводящие к сильному затоплению территории монастыря, попадают на территорию тремя способами: через ворота и калитки в монастырской стене, через дренажные траншеи вдоль стен Спасо-Преображенского собора, имеющие выходы на берег Великой, а также через полы собора.

В начале XX в. в Спасо-Преображенском соборе был устроен монолитный бетонный пол, а также сооружены бетонные лотки-тоннели (рис. 2) наружного дренажа вдоль северной и южной стен собора по направлению к р. Великой, которые должны были стать спасительной мерой против переувлажнения его стен, особенно в периоды паводков [2].



Рисунок 2. Дренажный тоннель вдоль северной стены Спасо-Преображенского собора Мирожского монастыря: а – выход на берег Великой; б – приёмное отверстие у стены собора внутри монастыря (Фото Вязковой О.Е.)

Однако принятые меры лишь усугубили ситуацию. По этим тоннелям паводковые воды р. Великой поступают во двор монастыря, а также создают подпор под полами Спасо-Преображенского собора, находящихся ниже современного уровня дневной поверхности примерно на 1,5 м. За 100 лет в бетонных полах появились трещины, сквозь которые «напорные» паводковые воды фонтанируют внутрь собора.

В 2018 г. в администрации Псковского региона состоялось совещание по вопросу берегоукрепления вблизи монастырского комплекса Спасо-Преображенского Мирожского монастыря, на котором было решено подготовить заявку в правительство РФ с просьбой о выделении средств на подготовку проектной документации для проведения работ для спасения монастыря.

Выводы

В качестве мер инженерно-технической защиты территории и сооружений Мирожского Завеличского монастыря от парагенезиса развивающихся здесь ЭГП авторами тезисов предлагается:

- 1) Построить вдольбереговое сооружение для защиты горных пород от речной эрозии;
- 2) Создать отсечную вертикальную гидроизоляцию по периметру Спасо-Преображенского собора для предотвращения попадания вод во внутреннее пространство, фундаменты и стены собора;
- 3) Устроить систему наблюдательных скважин внутри изолирующего контура для контроля за его работой;
- 4) Ликвидировать существующие дренажные тоннели для защиты территории монастыря и Спасо-Преображенского собора от поступления паводковых вод р. Великой;
- 5) Обеспечить территорию монастыря защитными сооружениями от поверхностных вод реки.

Библиография

1. Вязкова О.Е. Об изменении инженерно-геологических условий в процессе эксплуатации архитектурных памятников // Сборник трудов VII Международного научно-практического симпозиума «Природные условия строительства и сохранения храмов Православной Руси». – СТСЛ, 2020. ISBN 978-5-00009-212-5. С. 119–122.
2. Круглова Т.В. первый опыт научного хранения Спасо-Преображенского собора Мирожского монастыря (1908–1917 гг.) // Археология и история Пскова и Псковской земли. 2014. № 29 (59). С. 417–423.
3. Никишина Т.А. Обоснование мониторинга памятников истории и культуры, подверженных влиянию карстово-суффозионных процессов. Материалы XV Общероссийской научно-практической конференции «Перспективы развития инженерных изысканий в строительстве в Российской Федерации», г. Москва, 2019 г. С. 465–471.
4. Пашкин Е.М. Инженерно-геологическая диагностика деформаций памятников архитектуры, Издание 3-е дополненное, ОАО «Издательство «Высшая школа»», Москва, 2018. 336 с. ISBN 978-5-600-812-98.
5. Яковлева Е.А. К вопросу об инженерно-геологических условиях местоположения Мирожского монастыря // Ю.П. Спегальский и историко-культурное наследие Псковской земли. Псков. 2009. Псковский археологический центр в 2007 г. // АИППЗ. Псков, С. 65-73.

Анализ проявления и условий активизации оползня Восточно-Ореандской оползневой системы в Республике Крым

***Гармаева Е.А.* (lizagarmaeva8@mail.ru), Немцев Г.Д. (grisha-nemc@yandex.ru),
Петроченко Н.А. (nata.pet.rich@mail.ru), Буряк Е.В. (pupsjrik@mail.ru), Шубина Д.Д.
(МГРИ, shubinadd@mgri.ru)***

Аннотация

Рассмотрены инженерно-геологические условия оползневого склона, входящего в Восточно-Ореандскую оползневую систему в Республике Крым. Изучены особенности проявления оползневого процесса, а также выдвинуты предполагаемые факторы его активизации. Составлена карта инженерно-геологических условий оползневого склона с основными структурными элементами оползня.

Ключевые слова

Южный берег Крыма, оползневой процесс, факторы активизации, условия проявления, противооползневая защита

Теория

Цель работы – изучение и анализ инженерно-геологических условий оползневого склона, и составление карты на основе полученных данных для анализа предполагаемого размещения пунктов получения информации системы мониторинга.

Задачи работы: 1) рассмотреть особенности проявления оползневого процесса; 2) изучить геологическое строение склона 3) выявить условия и причины активизации оползня; 4) откартировать строение оползневого тела и элементы противооползневых мероприятий.

Полуостров Крым является регионом с весьма интенсивным развитием оползневого процесса. На территории Крымского полуострова зарегистрировано более тысячи активных оползней. Они сосредоточены в Южном, Северном, Западном и Восточном оползневых районах, которые соответствуют южному и северному макросклонам Крымских гор, а также Равнинному Крыму и Керченскому полуострову [1].

Различные авторы по-разному определяют содержание понятия «оползневой процесс». Но, несмотря на это, общими являются следующие позиции: 1) оползневой процесс представляет собой смещение масс горных пород вниз по склону; 2) основной движущей силой является вес смещающихся пород; 3) движение оползневых масс на склоне происходит в виде скольжения или в отдельных случаях течения; 4) смещение оползня происходит без потери контакта между движущимися породами и неподвижным основанием [3].

Наиболее сложная в оползневом отношении территория относится к Южному берегу Крыма. Это связано с особенностями геологического строения, сложностью геоморфологических условий, с тектоническим развитием территории и с параллельно развивающимся абразионным процессом, а также с климатическими факторами. Начиная с 50-х гг. прошлого столетия, практически на всем протяжении береговой зоны

Крыма происходит усиление негативного антропогенного воздействия на геологическую среду в результате строительства объектов без надлежащего инженерно-геологического обоснования [4].

Исследуемый оползень расположен на Южном берегу Крыма, в восточной части поселка городского типа Ореанда Ялтинского административного округа. Он входит в Восточно-Ореандскую оползневую систему с кадастровым номером 52. Географическое расположение подразумевает под собой низкогорье, в пределах которого наблюдается высокая сейсмическая активность и расчлененность рельефа. Активизация данного оползня в начале 2015 г. привела к разрушению части инфраструктуры. Через тело оползня проходит участок 51-го км автодороги Ялта-Гончарное. Движение транспорта было приостановлено.

Участок изучаемого оползня относится к центральному южнобережному климатическому району Крыма. Климат этого района характеризуется как засушливый, жаркий, с очень мягкой зимой. Период с температурой выше 10° продолжается 7 месяцев, а безморозный – 8-8.5 месяцев. Годовое количество осадков составляет 450-700 мм (при среднегодовом для г. Ялты 623 мм, из них 36% приходится за 3 зимних месяца – столько же, сколько выпадает за 6 месяцев теплого периода года – с апреля по сентябрь).

Согласно данным инженерно-геологических изысканий, выполненных ООО ЦНТУ «ИНЖЗАЩИТА», склон, в пределах которого расположен участок исследований, в основании сложен коренными породами таврической серии (ТЗ+J1), которые перекрыты делювиально-пролювиальными отложениями оползневого генезиса верхне- и среднечетвертичного возраста (dpQIII-IV). Верхняя часть коренных грунтов подвержена процессам выветривания [2].

Участок работ приурочен к умеренно крутому и крутому склону восточной экспозиции с отметками 127.0 – 198.0 м, ограниченному с востока и запада межоползневыми гребнями выветрелых скальных пород. Он (участок) имеет типичную ступенчатую морфологию, характерную для склоновых оползней Южного берега Крыма. Его рельеф осложнен техногенным воздействием при организации площадок под строительство зданий, сооружений, коммуникаций, подъездных автодорог, подпорных стен и др., осуществлявшимся на протяжении XX-го века, а также нового строительства, выполненного ниже автодороги Ялта -Гончарное.

Гидрогеологические условия участка весьма сложные, т.к. в их формировании участвуют оползневые процессы. Явно выраженные водоносные горизонты отсутствуют, а подземные воды распространены в породах в виде струй и небольших потоков на разных глубинах, имея различные химические составы и дебиты вследствие деформаций довольно значительных толщ грунта. Вместе с тем грунтовые воды, в свою очередь, участвуют в изменении физическо-механических свойств пород и тем самым способствуют уменьшению устойчивости склона. Здесь наблюдается прямая взаимосвязь двух природных процессов, что ещё больше усложняет геолого-гидрогеологическую ситуацию.

Основную опасность (в сейсмическом отношении) для исследуемой территории представляют сильные землетрясения, генерируемые сейсмогенными структурами, находящимися в шельфовой части Черного и Азовского морей. Согласно карте общего

сейсмического районирования (ОСР-2018-А) территория исследуемого участка имеет степень сейсмической опасности, соответствующую 8 баллам шкалы MSK-64.

Особенности проявления изучаемого оползня заключаются в визуальных деформациях, которые были отмечены при обследовании территории. К наиболее явным проявлениям относятся:

- головной срыв оползня со стороны движения автотранспорта - обрушение дорожного полотна (асфальтового покрытия, подсыпки), бордюра, тротуара (рис. 1а);
- головной срыв оползневого очага. Высота срыва 1.0-1.2 м. Стенка срыва почти вертикальная. Вокруг поваленные деревья (рис. 1б);
- деформированная труба газопровода, смещенная опора, поваленные деревья – результат действия активного оползня (рис. 1в, г);
- разрушенная тропа, смещенные бордюры. В результате образования трещины в грунте и движения поверхностных вод образовались промоины с постоянными водотоками (рис. 1д);
- расходящаяся кверху трещина растяжения в верховой подпорной стене тропы «Солнечной». Ширина трещины увеличивается от 10см в нижней части до 44 см - в верхней (рис. 1е).

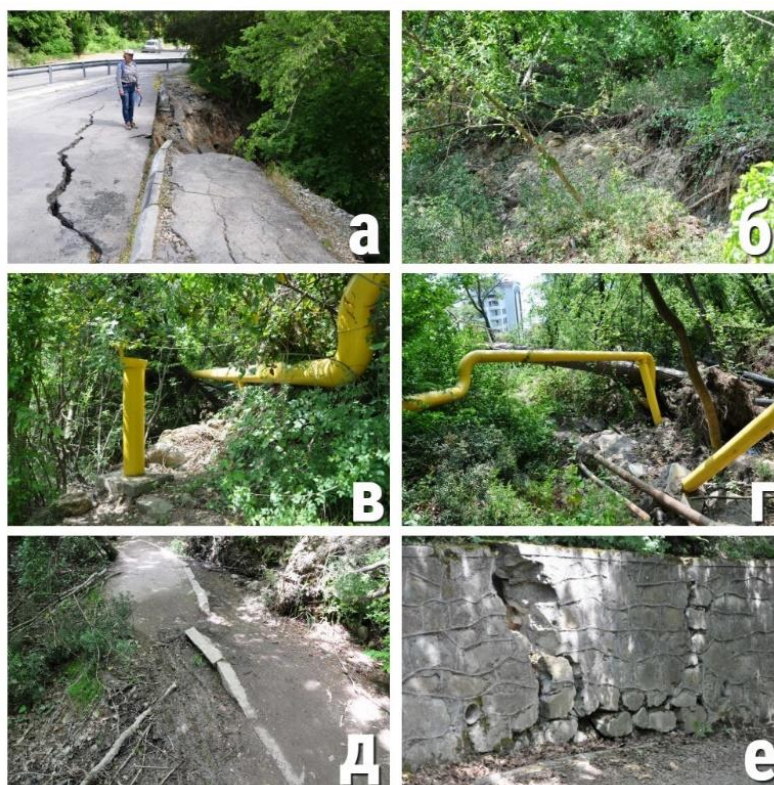


Рисунок 1. Особенности проявления изучаемого оползневого процесса

Выводы

Проанализировав инженерно-геологические условия территории изучаемого склона и особенности проявления оползневого процесса, можно сделать вывод, что к основным факторам его активизации относятся наличие крутого склона северо-восточной экспозиции и суглинистых грунтов, ровная и гладкая чешуйчато-плитчатая

поверхность кровли коренных пород, на которой залегают суглинки. К основным природным факторам, влияющим на активизацию оползневых процессов следует отнести атмосферные осадки, выпадающие на поверхность тела оползня, и подземные воды, с областью питания выше по склонам и плато. К техногенным – утечки из водопроводных сетей и интенсивное движение автотранспорта по дорогам, пересекающим оползневой участок.

Итогом работы стало составление карты оползневой участка в ПО AutoCAD с отмеченными на ней телом оползня, бровками срыва и, уже имеющимися, противооползневыми сооружениями (рис. 2). Основой для карты послужил космоснимок за сентябрь 2015 г., полученный с помощью программы Google Earth. Данная карта будет являться одним из основных ориентиров при дальнейшем создании системы мониторинга за оползневой процессом на участке развития Восточно-Ореандской оползневой системы.



Рисунок 2. Схематическая карта оползневой участка 51-го километра автодороги Ялта-Гончарное

Библиография

1. Клюкин А.А. «Экзогеодинамика Крыма», Симферополь, Таврия, 2007 г., 320 стр. С. 124-126
2. Технический отчёт ООО «ЦНТУ Инжзащита» МК-1-ИГИ1.1, 2016г.
3. Фоменко И.К., Пендин В.В. «Методология оценки и прогноза оползневой опасности», Москва, 2014 г. С. 12-16
4. Шестопалов В.М., Иванов В.А., Богуславский С.Г., Кузнецов А.С., Богуславский А.С., Казаков С.И., Фесенко А.В., Лущик А.В., Романюк О.С. «Инженерно-геологические опасности береговой зоны Горного Крыма» 2005 г. С. 44

*О научно-педагогической деятельности заведующего кафедрой инженерной геологии, профессора Вадима Владимировича Пендина (1947-2019 г.г.)
Горобцов Д.Н.* (МГРИ, gorobtsovdn@mgri.ru), Невечеря В.В. (МГРИ, nevecheryavv@mgri.ru), Подборская В.О. (МГРИ, dkig@yandex.ru)*

Аннотация

В июне 2019 года кафедра инженерной геологии понесла тяжелую утрату – ушел из жизни выдающийся инженер геолог, ученый и педагог, доктор геолого-минералогических наук, профессор, действительный член РАЕН, заведующий кафедрой (2001-2019 г.г.), декан гидрогеологического факультета (2007-2017 г.г.) Вадим Владимирович Пендин. О его большом научном пути и деятельности эта публикация.

Ключевые слова

Инженерная геодинамика, природно-техническая система, статистический методы в инженерной геологии, комплексный количественный анализ.

Теория



Вадим Владимирович в 1965 году поступил и в 1970 году окончил МГРИ по специальности «Гидрогеология и инженерная геология», отлично защитив диплом на кафедре инженерной геологии. После защиты диплома Вадим Владимирович пришел в научно-исследовательский сектор кафедры инженерной геологии МГРИ, где под руководством заведующего кафедрой, профессора Н.В. Коломенского начался его научный и педагогический путь. Кафедра инженерной геологии стала его домом на всю жизнь. За время работы Вадим Владимирович прошел все ступени научно-педагогической лестницы от инженера до профессора, заведующего кафедрой (2001г.), декана ГГФ (2007-2017 г.г.).

Рисунок 1. Вадим Владимирович Пендин

В период с 1970 по 1977 год кафедра инженерной геологии по договору с Гидрорежимной экспедицией Министерства геологии и охраны недр под научным руководством профессора Н.В. Коломенского занималась задачей прогнозной оценки переработки берегов водохранилищ. [2] Создание каскада водохранилищ на Европейской части России сопровождалось переработкой берегов, под воду уходили тысячи гектаров плодородных земель, под угрозу разрушения попадали многие населенные пункты, промышленные предприятия, дороги, что делало проблему защиты территорий и прогнозной оценки переработки берегов очень актуальной. Научной экспедицией кафедры (начальник В.В. Дмитриев, научные сотрудники В.В. Пендин, Е.И. Романова, А.Г. Купцов и другие) были проведены комплексные полевые и камеральные исследования в результате которых были выявлены и оценены факторы, определяющие береговые процессы, разработаны принципиально новые модели их развития, методы прогноза, были составлены карты береговых процессов, выполнены прогнозы развития оползней и переработки берегов по периметру Волжских водохранилищ, а также была организована сеть стационарных наблюдений на Ивановском и Рыбинском водохранилищах. [2]

По материалам выполненных работ, кроме отчетов, статей, выступлений, был подготовлен и защищен ряд кандидатских диссертаций, в том числе диссертационная работа В.В.Пендина «Исследование применимости существующих методов прогноза переработки берегов проектируемых водохранилищ Европейской части СССР». Следует отметить, что в этой работе ярко проявились теоретические способности Вадима Владимировича, стремление к построению математических моделей геологической среды и экзогенных геологических процессов. [1]

Начиная со середины 70-х годов кафедра инженерной геологии МГРИ совместно с научными институтами ВСЕГИНГЕО и ВНИИГАЗ, занималась инженерно-геологическим обеспечением создания инфраструктуры крупнейших газовых месторождений севера Западной Сибири (Уренгойское, Медвежье, Бованенковское и др.). Научным руководителем работ был заведующий кафедрой профессор Г.К. Бондарик, а ответственным исполнителем В.В. Пендин, при участии многих сотрудников кафедры инженерной геологии, а также сотрудников научных институтов ВСЕГИНГЕО и ВНИИГАЗ.

В результате этих исследований были обоснованы принципы и методы инженерно-геологического районирования и картирования техногенных нарушенных северных территорий, построены карты инженерно-геологического районирования территорий месторождений нефти и газа, разработаны рекомендации по эксплуатации объектов транспорта газа. В это же время сложилось творческое сотрудничество В.В.Пендина с Г.К.Бондариком, заведующим кафедрой инженерной геологии, которое плодотворно продолжалось многие годы. Профессор Г.К. Бондарик одним из первых осознал необходимость нового, системного подхода к объекту инженерно-геологических исследований и настойчиво проводил мысль о представлении его в виде природно-технической системы (ПТС), включающей искусственные и естественные элементы. Вадим Владимирович целиком поддержал предлагаемую концепцию и много сделал для её реализации, в частности, он рассматривал проблемы газопромыслового комплекса как взаимодействие локальных и региональных ПТС, расположенных в пределах криолитозоны Западной Сибири. По мнению В.В. Пендина, в этих условиях задача оптимального функционирования сооружений и охраны геологической среды может быть решена только путем целенаправленного управления как сооружениями, так и состоянием геологической среды, то есть, в рамках концепции природно-технической системы (ПТС). При решении задач управления наибольшие трудности возникли из-за недостатка информации о характере изменения инженерно-геологических и геокриологических условий в сфере взаимодействия природно-технической системы. Поэтому исследования были направлены на разработку методики оценки координат ПТС, под которыми понимались независимые признаки, изменяющиеся в процессе функционирования системы и оказывающие на нее существенное влияние. Координаты подсистемы «сооружение» выступают, как правило, в качестве целевых предикатов для выявления влияния различных компонентов инженерно-геологических условий на состояние сооружения. Для получения информации о степени изменения компонентов инженерно-геологических условий – координат ПТС – была разработана методика комплексной количественной оценки изменения компонентов инженерно-геологических условий во времени с учетом пространственной изменчивости их.

Теоретическое обобщение исследований, проводимых В.В.Пендиным, привело к созданию оригинальной научной концепции комплексного количественного анализа информации в инженерной геологии, защищенной докторской диссертацией (1992 г.). на тему: «Комплексный количественный анализ информации в инженерной геологии

(теория, методика, приложения)». Основные положения диссертации стали основой монографии Вадима Владимировича «Комплексный количественный анализ информации в инженерной геологии», опубликованной в 2009 году [4].

В 90-х годах под руководством В.В. Пендина сотрудниками кафедры инженерной геологии В.Л. Невечерей, О.С. Овсянниковой, Т.П. Дубиной осуществлялись работы по информационному обеспечению транспортировки углеводородного сырья. В рамках этой тематики проводился комплекс полевых и камеральных работ с привлечением студентов и аспирантов. Результатом исследований была утвержденная организацией «Транснефть» инструкция по инженерно-геологическому обследованию объектов транспорта нефти. В продолжении темы В.В. Пендиным совместно с С.Д. Гановой была опубликована монография «Геоэкологический мониторинг территорий расположения объектов транспорта газа в криолитозоне» [3].

Таким образом, в конце 90-х, начале 2000-х годов на кафедре инженерной геологии МГРИ, Вадимом Владимировичем Пендиным была создана научная школа по направлению «Инженерно-геологические исследования при проектировании, строительстве и эксплуатации объектов транспорта углеводородов», в рамках которой были защищены кандидатские и докторская диссертации (Ганова С.Д.).

В эти же годы В.В. Пендиным была сформулирована концепция раннего предупреждения развития негативных инженерно-геологических процессов. Методологической основой которой является системный подход, риск-анализ и основы создания мониторинга природно-технических систем.

Главные положения «Концепции...» были опробованы на ряде актуальных ПТС (ПТС районных тепловых станций в Москве, ИПТС Кирилло-Белозерского музея-заповедника и др.). В развитии темы, под руководством Вадима Владимировича, в 2017 году была успешно защищена кандидатская диссертация аспиранта В.В. Невечери, в которой обосновывалась возможность применения концепции раннего предупреждения развития негативных инженерно-геологических процессов в основании сооружений для разработки превентивной системы предотвращения деформаций памятников архитектуры.

Круг научных интересов Вадима Владимировича был широк и разнообразен, но в последние годы его исследования, также, как и в начале пути, были связаны с разработкой теоретических и методологических основ использования математических методов и моделей в инженерной геологии, и с оценкой опасности, прогнозирования рисков развития инженерно-геологических и экзогенных геологических процессов. Последние его статьи были посвящены оценке и прогнозу развития суффозионной и оползневой опасности, в соавторстве с И.К. Фоменко в 2015 году была опубликована книга «Методология оценки и прогноза оползневой опасности», получившая множество положительных отзывов научного сообщества. [5]

Вадим Владимирович всегда отличался научной любознательностью, он с энтузиазмом поддерживал научные инициативы сотрудников, аспирантов и студентов. Он «входил» в темы глубоко, часто предлагал своё видение проблемы, что делало работу более интересной и широкой. Одним из последних примеров такого рода стала конкретная задача по аудиту инженерно-геологических изысканий. Научный опыт и эрудиция В.В. Пендина сделали из узкой задачи тему диссертационной работы, которая

в 2018 году была успешно защищена аспиранткой М.Е.Никулиной, а работы по этому направлению востребованы и продолжаются.

Вадим Владимирович постоянно поддерживал тесную связь с научными (МГУ, ВСЕГИНГЕО, ВНИИСТ, ПНИИИС, ИМГРЭ) и производственными организациями (Метрогипротранс, Гипротрубопровод, ВТМ «Дорпроект», и др.), принимал активное участие в работе многочисленных научных конференций и совещаний разного уровня. Научно-практическая деятельность Вадима Владимировича не ограничивалась нашей страной, в 1998 и 2003г.г. он работал в Иране, участвуя в инженерно-геологических изысканиях под строительство Бушерской атомной станции в качестве эксперта-консультанта. Работа с китайскими учеными и чтение лекций сделали его Почетным профессором Цзилиньского Университета (Китай).

Главной заслугой Вадима Владимировича на всех постах, которые он занимал в университете, было сохранение преемственности и активной работоспособности кафедры и факультета в непростых для высшего образования условиях ограниченности бюджета и финансирования. Вадим Владимирович сумел сохранить «золотой фонд» кафедры (профессора Л.А.Ярг, Е.М.Пашкин, В.В.Дмитриев) и привлечь к учебно-преподавательской работе способную молодежь.

Выводы

За свою карьеру Вадим Владимирович подготовил большую плеяду специалистов в области инженерной геологии, в том числе 11 кандидатов (в том числе Чжан Цзе из Китая и Хунг З.М. из Вьетнама) и 2 доктора геолого-минералогических наук. Всего В.В.Пендин опубликовал более 150 научных работ, среди которых 6 монографий, задачник по механике грунтов (1991), учебник «Инженерная геодинамика» [1], выдержавший 3 издания (2007,2009, 2015), учебное пособие «Мерзлотоведение» [6] (2017). Список монографий и главных учебных пособий приведен ниже.

Библиография

1. Бондарик Г.К., В.В.Пендин, Ярг Л.А. «Инженерная геодинамика», Москва КДУ «УНИВЕРСИТЕТ» 2007, 2009, 2015.- 472 с.
2. Пендин В.В., Белова Г.С., Дубина Т.П., Овсянникова О.С. Вспоминая Николая Васильевича Коломенского (к 100-летию со дня рождения). М.: КДУ, 2009.-180 с.
3. Пендин В.В., Ганова С.Д. Геоэкологический мониторинг территорий расположения объектов транспорта газа в криолитозоне – М.: ОАО «ПНИИИС», 2009.- 236 с.
4. Пендин В.В. Комплексный количественный анализ информации в инженерной геологии. М.: КДУ, 2009. -350 с.
5. Пендин В.В., Фоменко И.К. Методология оценки и прогноза оползневой опасности. М.: ЛЕНАНД, 2015.-320 с.
6. Пендин В.В., Подборская В.О., Дубина Т.П. Мерзлотоведение. 2017.

Основные свойства грунтов

Гулиев Э.Г. (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, wwwelman416@gmail.com),*

Мамедова С.А. (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, tamedova.sevil2000@yandex.ru)

Аннотации

Четвертичные глинистые грунты повсеместно распространены на территории Российской Федерации. Среди них – покровные суглинки верхнего неоплейстоцена, гляциальные суглинки горизонтов среднего и нижнего неоплейстоцена. Характерной особенностью глинистых и лессовых (лёссовидных) грунтов является высокая чувствительность к изменению влажности. При повышении влажности консистенция глинистых грунтов изменяется от твёрдых до пластичной, мягкопластичной или текуче-пластичной, угол внутреннего трения, сцепление и модуль общей деформации уменьшаются в несколько раз, увеличивается объем грунтовых слоёв.

Ключевые слова

Глинистые грунты; механические свойства грунтов; физические свойства грунтов; грунты.

Теория

Грунт любые горные породы, почвы, осадки, техногенные (антропогенные) образования, представляющие собой многокомпонентные, динамичные системы, являющиеся компонентами геологической среды и объектом инженерно-хозяйственной деятельности человека. Особенности грунта, обусловленные его составом, взаимоотношением и взаимодействием слагающих грунт компонентов (твёрдых, жидких и газообразных). Различают физические, механические, магнитные, электрические, водные и др. свойства. Здесь мы остановимся на физических и механических свойствах, поскольку на их основании производятся расчеты фундаментов, подпорных стенок и других элементов сооружений, взаимодействующих с геологической средой. Кроме того, свойства являются исходными данными (не единственными, но очень важными) для изучения и прогнозирования развития экзогенных геологических процессов.

У этого термина существуют и другие значения.[1,2]

Физические свойства грунтов - особенности грунтов, определяющие их поведение в естественных условиях и при взаимодействии с продуктами инженерной и хозяйственной деятельности человека. Ниже приведены основные физические свойства грунтов.(*Рисунок*)

1. **Гранулометрический состав** (для дисперсных грунтов) - количественное содержание в грунте первичных частиц по фракциям (размерам зерен), выраженное в процентах от общей массы грунта.

2. **Плотность**. При этом различают плотность грунта и плотность скелета грунта (т.е. частиц грунта).

3. **Пористость и коэффициент пористости**. Пористость характеризует объем пор в единице объема грунта, а коэффициент пористости - отношение объема пор к объему твердой компоненты.

4. **Влажность**. Различают естественную влажность - т.е. влажность образца на момент его отбора из горной выработки и гигроскопическую влажность - отношение массы воды, удаляемой из образца воздушно-сухого грунта, высушенного при температуре 105 градусов до постоянной массы, к массе высушенного грунта.

5. **Пластичность** - это способность грунта деформироваться без разрыва сплошности под воздействием внешних сил и сохранять полученную форму после прекращения воздействия.

6. **Набухаемость** грунтов (только для глинистых) - способность грунтов увеличивать свой объем при замачивании. при этом развивается давление набухания.

7. **Усадочность** (для глинистых и органогенных грунтов) - способность грунтов уменьшать свой объем при обезвоживании.

8. **Размокаемость** - способность грунтов при замачивании в спокойной воде терять свою связность и превращаться в рыхлую массу.

9. **Размягчаемость** - способность скальных грунтов снижать свою прочность при взаимодействии с водой.

Вид грунта	Число пластичности	Влажность, %		Максимальная плотность, г/см ³	Морозное пучение, %
		на границе текучести	оптимальная		
Песок:					
крупный		0	< 8	> 1,8	< 1
средний		0	< 8	> 1,8	< 1
мелкий		< 15	8 - 12	> 1,8	1 - 4
пылеватый		< 15	8 - 12	> 1,8	7 - 10
Супесь:					
легкая	1 - 7	< 20	9 - 15	1,9	4 - 7
пылеватая	1 - 7	16 - 26	12 - 17	1,7	7 - 10
тяжелая пылеватая	1 - 7	16 - 26	12 - 17	1,7	> 10
Суглинок:					
легкий	7 - 12	27 - 38	14 - 20	1,8	4 - 7
легкий пылеватый	7 - 12	27 - 38	14 - 20	1,6	> 10
тяжелый	12 - 17	38 - 48	16 - 23	1,6	4 - 7
тяжелый пылеватый	12 - 17	38 - 48	16 - 23	1,5	7 - 10
Глина:					
песчанистая	17 - 27	48 - 75	23 - 30	< 1,5	4 - 7
пылеватая	17 - 27	48 - 75	23 - 30	< 1,5	4 - 7
тяжелая	> 27	> 60	> 30	< 1,5	4 - 7

Рисунок 1. Физические свойства грунтов

Механические свойства грунтов

Механические свойства грунтов - это те свойства, которые проявляются при приложении к грунтам нагрузок. (Ошибка! Источник ссылки не найден.) Основные свойства:

1. **Сжимаемость** дисперсных грунтов - способность уменьшаться в объеме под действием внешнего давления. Компрессионная сжимаемость (компрессия) - способность грунта сжиматься под постоянной, ступенчато возрастающей нагрузкой.

2. **Просадочность** - способность лессовых и других пылеватых грунтов к уменьшению объема при дополнительном увлажнении. Различают просадки при природном давлении (от веса вышележащего грунта) и дополнительном (от веса сооружения).

3. **Прочность** - способность грунта сопротивляться разрушению под влиянием механических напряжений. Параметры прочности соответствуют критическим напряжениям, т.е. тем, при которых происходит разрушение грунта.

4. **Модуль упругости (E)** - отношение напряжения, при котором начинается разрушение, к разности относительной деформации конца и начала разгрузки.

5. **Модуль общей деформации (E₀)** - отношение разности конечного и начального напряжений к разности конечной и начальной относительной продольной деформации.

6. **Угол внутреннего трения** - параметр линейной зависимости сопротивления сдвигу от вертикальной нагрузки. Для песчаных грунтов равен углу предельного откоса.

7. **Сцепление** - характеристика структурных связей грунта.[1,2]

Пески	Значения R ₀ , кПа в зависимости от плотности сложения песков	
	плотные	средней плотности
Крупные	600	500
Средней крупности	500	400
Мелкие:		
маловлажные	400	300
влажные и насыщенные водой	300	200
Пылеватые:		
маловлажные	300	250
влажные	200	150
насыщенные водой	150	100

Рисунок 2. Механические свойства грунтов

Выводы

В данном тезисе мы рассмотрели основные свойства глин. Таким образом, представленный материал показывает какие физические и механические свойства есть у грунтов.

Библиография

1. В.В. Дмитриев, Л.А. Ярг. Методы и качество лабораторного изучения грунтов: учебное пособие. - М.: КДУ, 2008. - 542 с.
2. Пашкин, А.А. Каган, Н.Ф. Кривоногова. Терминологический словарь-справочник по инженерной геологии. - М.: КДУ, 2011. - 952 с.
3. Аникин О. П., Горшенин Ю. В., Козлов А. М. Методические рекомендации по определению состава, состояния и свойств грунтов сейсмоакустическими методами. М.: Изд-во ЦНИИС, 1985.
4. Антипов В. В., Офрихтер В. Г. Оперативная оценка напластования и удельного веса грунтов волновым методом // Вестник ПНИПУ. Строительство и архитектура. 2019. Т. 10. №. 1. С. 38-48

**К вопросу определения максимального прогнозного уровня подземных вод в условиях
приречного режима**

**Дешевых Г. Ю.* (НИИ геологии ВГУ, lina8686@mail.ru), Корабельников Н. А. (МИП
ООО «Акма-Универсал», korabel_na@mail.ru), Устименко Ю. А. (НИИ геологии
ВГУ, ustimenko_y@mail.ru)**

Аннотация

В докладе излагаются методические подходы к определению прогнозного максимального уровня подземных вод первого от поверхности горизонта в условиях приречного режима на основе длительного ряда стационарных наблюдений.

Ключевые слова

Уровень подземных вод (УПВ), приречный режим подземных вод (ПВ), среднее, дисперсия, амплитуда.

Теория

При проведении гидрогеологических исследований прикладного характера, в частности инженерно-геологических изысканий, одной из основных задач ставится определение прогнозного максимального уровня подземных вод. Причем в соответствующих сводах правил указывают, что для установления прогнозного уровня должны быть использованы данные уровня режима изучаемых водоносных подразделений подземных вод (ПВ), проводимых в рамках мониторинговых работ [2]. При этом ни в одном нормативном документе не указывается как, каким методом это делать.

Нами был проанализирован ряд данных наблюдений за УПВ неоген-четвертичного горизонта с 2000 г. по 2020 г., который был предоставлен ТЦ «Воронежгеомониторинг». Для анализа использовались данные по наблюдательной скважине № 4, расположенной на полигоне «Веневитиново» на стыке поймы и первой надпойменной террасы р. Усманка (Рисунок 1).

Водовмещающими породами современного аллювиального горизонта (*aIV*) являются разномерные пески, местами глины и суглинки с прослоями песков [3]. Водоносный горизонт залегает первым от поверхности, не имеет водоупорного перекрытия. Воды обычно безнапорные, преобладающая глубина залегания 2-4 м.

Водовмещающими породами водоносного локально слабодоносного верхнечетвертичного аллювиального горизонта (*a III*) являются разномерные пески, часто с прослоями суглинков и глин в верхней части разреза. Водоупорное основание, как правило, отсутствует. Мощность горизонта составляет в среднем 13,0 м. Горизонт залегает первым от поверхности, безнапорный, со свободным уровнем на глубине 0,3-8,0 м.

Подземные воды четвертичных аллювиальных горизонтов имеют темную взаимосвязь с подстилающими их водоносными отложениями плиоценового терригенного комплекса (*N₂*). Воды приурочены к аллювиальным песчаным образованиям. Преобладающие значения мощности водовмещающих образований комплекса 22-25 м. Глубина залегания уровня подземных вод комплекса зависит от рельефа и изменяется от 1,1 до 30 м.

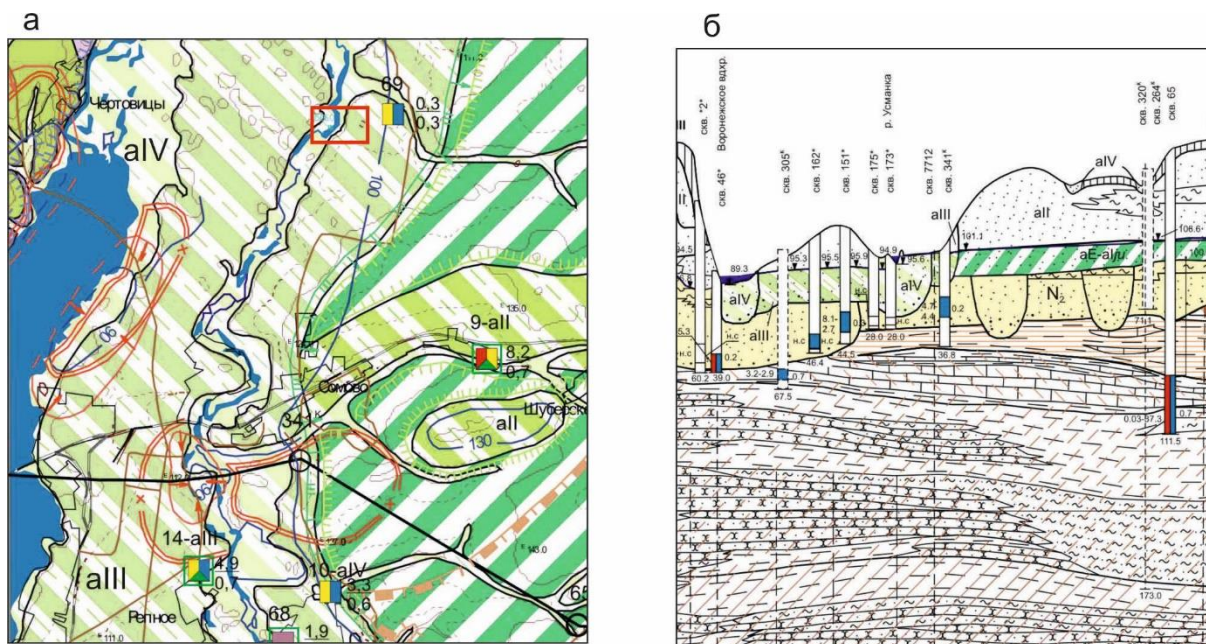


Рисунок 1. Фрагменты: а) гидрогеологической карты масштаба 1:200 000; б) гидрогеологического разреза [3].

Приречный вид режима в районе изучения характеризуется четкой гидравлической связью грунтовых вод с речными, и наиболее характерной чертой его является весенний подъем уровней, который обусловлен поступлением в водоносный горизонт паводковых вод.

Весенний подъем уровней начинается обычно в марте и заканчивается в мае. После достижения максимума начинается летний спад уровней, длящийся до конца августа (летняя межень). После этого начинается относительный осенний подъем уровня, который длится обычно до декабря, после которого устанавливается зимняя межень [4].

Наблюдения за УПВ по скв. № 4 проводились в последние двадцать лет с периодичностью раз в декаду. Для анализа ряд наблюдений был разбит по годам и совмещен на одной координатной плоскости (Рисунок 2).

Визуально по графикам колебания уровня было условно выделено три периода (фазы) уровня режима: весенний подъем, летний спад и осенне-зимняя межень. Условные дата выделенных периодом; *весенний подъем* – 01.03 - 20-30.05; *летний спад* – 21-01.06. - 15.08; *осенне-зимняя межень* – 16.08 - 28.02.

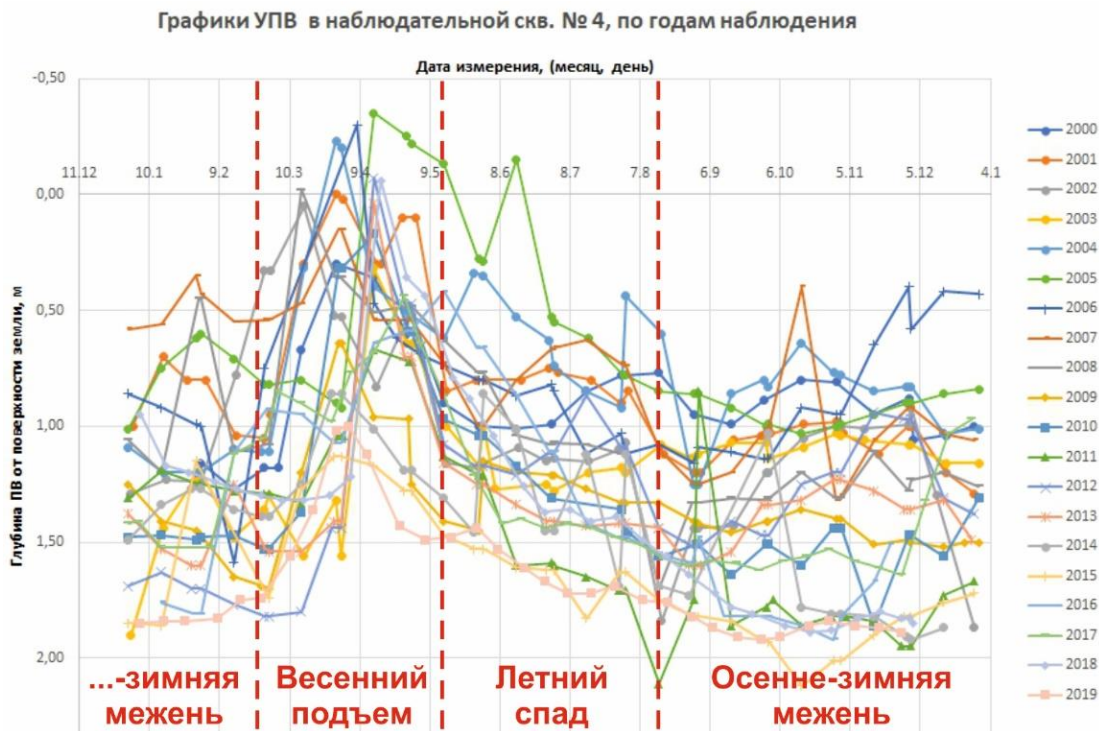


Рисунок 2. Графики УПВ по наблюдательной скв. № 4, за представленные годы наблюдения, с выделенными периодами режима ПВ.

По выделенным периодам была проведена количественная оценка однородности выборочных дисперсий по критерию Фишера F и выборочных средних по критерию Стьюдента t [1]. Сравнивались ряд уровней *весеннего подъема* (ряд 1) поочередно с рядом *летнего спада* (ряд 2) и с рядом *осенне-зимней межени* (ряд 3), и отдельно было проведено сравнение ряда *летнего спада* с рядом *осенне-зимней межени*.

По значениям критерия Фишера гипотеза однородности рядов уровней *весеннего подъема* с рядом *летнего спада*, а также с рядом *осенне-зимней межени* не может быть принята, так как значения критерия F больше критических значений F_{α} ($F_{1/2}=1,88 > F_{\alpha}=1,16$; $F_{1/3}=1,68 > F_{\alpha}=1,08$). Такой же вывод следуют и по оценке однородности выборочных средних по критерию t при сравнении ряда *весеннего подъема* с рядами *летнего спада* и *осенне-зимней межени*: $t_{1/2}=13,6 > t_{\alpha}=1,974$; $t_{1/3}=32,49 > t_{\alpha}=1,967$.

Совместный ряд *летнего спада* и *осенне-зимней межени* по критерию F и по критерию t можно считать однородными ($F_{2/3}=0,89 < F_{\alpha}=1,08$; $t_{2/3}=0,17 < t_{\alpha}=1,967$).

Выводы

Статистически по данным наблюдений за последние двадцать лет по скв. № 4 можно выделить два периода приречного режима УПВ; 1) *весенний подъем* с периодом 01.03. – 30.05. и средней глубиной ПВ от поверхности земли – 0,78 м; 2) *летне-зимняя межень* с периодом 01.06. - 28.02 и средней глубиной ПВ от поверхности земли - 1,27 м. Установленный максимальный уровень за анализируемый период по скважине № 4 составил + 0,35 м от поверхности земли. Соответственно, амплитуда колебания УПВ составляет: относительно среднего за период *весеннего подъема* – **1,13 м**; относительно среднего за период *летне-зимней межени* – **1,62 м**.

Эти амплитуды нами рекомендуется принимать для определения максимального прогнозного уровня в аналогичных условиях приречного режима ПВ на территории Воронежской области, а именно в пределах пойм, 1-ой и 2-ой надпойменных террас. Вскрытые уровни ПВ в период *весеннего подъема* или *летне-зимней межени* следует принимать за средние статистические для площадки изучения.

Библиография

1. Балдин К.В. Теория вероятности и математическая статистика: Учебник / К. В. Балдин, В. Н. Башлыков, А. В. Рукоусев. – 2-е изд. – М.: Издательско-торговая корпорация «Дашков и К 0», 2018. – 472.
2. Информационный бюллетень о состоянии недр на территории РФ. Выпуск 43. Гидроспецгеология, 2020.
3. Пархоменко В.Н. Отчет о проведении геологического и гидрогеологического доизучения, инженерно-геологической съемки масштаба 1:200 000 с эколого-геологическими исследованиями на площади листа М-37-IV (Воронеж). ТФГИ, Воронеж, 2000.
4. Пасмарнова С.П., Устименко Ю.А. Особенности режима подземных вод юго-западной части Воронежской области. Комплексные проблемы техносферной безопасности: материалы международной научно-практической конференции, 11-12 ноября 2016 г. - Воронеж, 2016 . Ч. 3. - с. 152-155.

*Памяти профессора кафедры инженерной геологии Виктора Викторовича Дмитриева (1945 -2020 г.г.) – выдающегося ученого и педагога Дроздов Д.С. *(МГРИ, drozdovds@mgri.ru), Невечеря В.В. (МГРИ, nevecheryavv@mgri.ru), Подборская В.О. (МГРИ, dkig@yandex.ru)*

Аннотация

Кафедра инженерной геологии в 2020 году понесла еще одну невосполнимую утрату – в год своего 75 летнего юбилея ушел из жизни Виктор Викторович Дмитриев – выдающийся инженер-геолог, грунтовед, один из лучших и старейших преподавателей кафедры. О его большом научном пути и деятельности эта публикация.

Ключевые слова

Грунтоведение, статистические методы в инженерной геологии, инженерная реставрация памятников культуры

Теория



Рисунок 2. Виктор Викторович Дмитриев

Виктор Викторович родился в Москве в год Победы советского народа в Великой отечественной войне. В 1967 году он окончил МГРИ по специальности «Гидрогеология и инженерная геология» и, после службы в рядах вооруженных сил, пришел на кафедру инженерной геологии МГРИ, где под руководством заведующего кафедрой, профессора Н.В. Коломенского начался его большой научный и педагогический путь от младшего научного сотрудника, преподавателя, до профессора кафедры, лауреата Государственной премии Российской Федерации.

В 70-х – 80-х г.г. прошлого века, под руководством и при непосредственном участии Виктора Викторовича на кафедре инженерной геологии выполнялись многочисленные научно-исследовательские хозяйственные исследования. В 1971 – 1975 годах он был начальником полевой партии во время работ по проверке прогнозных расчетов переработки берегов Иваньковского и Рыбинского водохранилищ. Целями исследований, выполненных под научным руководством профессора Н.В. Коломенского, было детальное изучение факторов и условий, определяющих переформирование берегов Волгоградского, Горьковского, Рыбинского, Иваньковского и других равнинных водохранилищ, проверка прогнозных расчетов и сопоставление реальной обстановки с прогнозируемой, а также разработка концепции мониторинга инженерно-геологических условий прибрежной зоны. [4,5] По результатам комплексных исследований в 1974 году В.В. Дмитриев защитил диссертацию на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук на тему: «Исследование факторов, влияющих на переработку берегов водохранилищ».

С конца 70-х годов Виктор Викторович являлся ответственным исполнителем научных исследований, проводимых кафедрой совместно с Государственным союзным

проектным институтом (ГСПИ) в связи с проектированием уникального ускорительно-накопительного комплекса (УНК) в районе Протвино. При проектировании УНК были предъявлены небывалые требования к устойчивости научного оборудования. Так, у 500 сверхпроводящих магнитов, размещаемых по контуру, с нагрузкой на основание до 1 МПа, установочная разница между двумя соседними магнитами, расположенными на расстоянии 45 м, не должна была превышать 0,05 мм, а перемещение отдельного магнита в течение месяца не должно было быть больше 0,5 мм. [4,5]

Для решения этой задачи сотрудниками кафедры и НИСа МГРИ во главе с Г.К. Бондариком и В.В. Дмитриевым, совместно с сотрудниками Государственного союзного проектного института (Д.И. Бережнов, М.М. Нестоянов, В.С. Соколов), был проведен огромный комплекс полевых и лабораторных исследований в России и за рубежом. Были задействованы более тридцати российских и зарубежных организаций, выполняющих полевые и лабораторные инженерно-геологические исследования, разработаны принципиально новые технические устройства, созданы новые стандартные образцы.

Решение столь сложной проблемы потребовало соответствующего отношения к качеству инженерно-геологической информации, но выполненные исследования показали отсутствие в инженерной геологии корректных представлений о качестве исходных (оперативных), промежуточных и выходных данных, получаемых в процессе полевых и лабораторных исследований. Не было и методики оценки качества инженерно-геологической информации, которая позволила бы учитывать систематические и случайные составляющие погрешности полевой и лабораторной инженерно-геологической информации. В.В. Дмитриевым были разработаны теоретические и методические основы оценки качества инженерно-геологической информации. Впервые выполнен философский и методологический анализ этой проблемы и связанной с ней теорией отражения. Исследованы состав, структура и свойства инженерно-геологической информации, созданы необходимые классификации. Также была разработана уникальная методика оценки и контроля качества инженерно-геологической информации, основанная на разработанных впервые в мировой инженерно-геологической практике стандартных образцах. [1] Таким образом, была впервые выполнена оценка качества основного комплекса инженерно-геологических параметров на отечественной базе, а позже оценка качества информации разрабатывалась для международных условий и зарубежных стандартов.

Результаты исследований были удостоены Главным комитетом ВДНХ СССР серебряной медалью (1988г.) за разработку приспособлений и технологии контроля качества результатов лабораторных инженерно-геологических исследований и бронзовой медалью (1987г.) за разработку контроля качества лабораторных инженерно-геологических исследований. Десятилетняя работа получила обобщение в монографии В.В. Дмитриева «Оптимизация лабораторных инженерно-геологических исследований», многочисленных публикациях и докторской диссертации, успешно защищенной в 1989 году на тему «Теоретические и методические основы оценки оперативной инженерно-геологической информации». [1]

С начала 90-х годов В.В. Дмитриев начинает изучение природных условий исторических комплексов и отдельных памятников архитектуры. Изучение инженерно-геологических условий исторических территорий, прежде всего церковных, участие в разработке проектов реставрации стало для Виктора Викторовича главным делом последних десятилетий.

Анализ инженерно-геологических причин деформаций исторических сооружений, различных по назначению, памятников архитектуры, позволяет определить наиболее верную методику проведения реставрационных работ. В процессе исследовательских работ под руководством Виктора Викторовича были разработаны новые приборы и методики оценки состояния грунтов оснований исторических сооружений, внедрены эффективные способы их закрепления и новые методы контроля качества проводимых работ, разработана концепция мониторинга природных условий монастырей, исторических территорий. [3,5]

Комплексные инженерно-геологические исследования под его руководством проводились на территориях Свято-Троицкой Сергиевой Лавры, Серпуховского, Высоцкого, Ново-Иерусалимского, Николо-Угрешского монастырей Московской области, Печерского и Благовещенского монастырей Нижегородской области, а также на территориях исторических центров Калуги, Арзамаса, Сарова, Выксы, Нижнего Новгорода, Ростова Великого, Рязани, Можайска и других городов. География работ Дмитриева В.В. распространялась и на другие страны – Монголию, Беларусь, Германию, Италию, Израиль, Францию.

При непосредственном участии Виктора Викторовича проводились работы по реставрации Мавзолея им. В.И. Ленина, стен и башен Московского кремля, а также исследования для создания подземного музейного комплекса на базе обнаруженных остатков фундамента храма Чуда Михаила Архангела Московского кремля. При его участии проводились все инженерно-геологические исследования и реставрационные работы на памятниках Троице-Сергиевой Лавры, а также других объектах культурного наследия Русской Православной Церкви.

В.В. Дмитриев являлся одним из инициаторов создания Патриаршего архитектурно-реставрационного центра Свято-Троицкой Сергиевой Лавры, был заместителем директора центра по науке. С 2011 г. он являлся руководителем проектно-исследовательской группы Экономской службы Свято-Троицкой Сергиевой Лавры.

В 2003 г. на самом большом в мире среди действующих колоколов 72-тонном «Царь-колоколе» в Свято-Троицкой Сергиевой Лавре были отлиты имя и фамилия Виктора Викторовича Дмитриева как «... всех дел руководитель...» вместе с основными исполнителями реставрационных работ на территории монастыря. В 2004 г. ему было присуждено звание лауреата Государственной премии РФ в области науки и техники за разработку «Комплексной реставрации колокольни Свято-Троицкой Сергиевой Лавры на основе научно обоснованной технологии».

Деловой активности и энергии В.В. Дмитриева хватало не только на огромную организационную и исследовательскую работу по своему профилю, но и на организационно-просветительскую миссию. Он считал необходимым комплексное взаимодействие специалистов разного профиля – реставраторов, строителей, архитекторов, инженеров геологов, археологов, экологов в деле качественной реставрации объектов культурного наследия. Поэтому Виктор Викторович стал инициатором и одним из главных организаторов международных научно-практических Симпозиумов «Природные условия строительства и сохранения храмов Православной Руси», проходивших в 2000-2018 г.г. в городах Сергиев Посад и Нижний Новгород, и был бессменным ответственным редактором шести сборников трудов симпозиумов, постоянным заместителем председателя Организационного комитета.

Виктор Викторович - автор более 220 печатных и 350 рукописных работ, четырех авторских свидетельств на изобретение, монографии, пяти учебных пособий. В их число входит, изданное совместно с Л.А. Ярг в 2008 г., учебное пособие «Методы и качество лабораторного изучения грунтов» [2], переизданное в 2012 году на английском языке и до сих пор эта монография - настольная книга для многих инженеров геологов.

В.В. Дмитриев являлся членом Научного совета РАН (секция «Науки о земле»), Национального объединения изыскателей, Федерального научно-методического совета МК РФ, Международной ассоциации инженер-геологов (МАИГ). Работал в Ученом и Диссертационном Д. 212.121.01 совете МГРИ, диссертационном совете Института геоэкологии им. Е.М. Сергеева РАН, входил в редколлегию журнала «Грунтоведение». Также он был в составе технического совета по вопросам нормирования и научно-методического регулирования в сфере сохранения объектов культурного наследия народов РФ при Министерстве культуры РФ. С 2012 г. являлся аттестованным экспертом министерства культуры РФ. При его непосредственном участии разрабатывались многие нормативные документы, в том числе ГОСТ Р 55945-2014. «Правила инженерно-геологических изысканий (исследований) для сохранения объектов культурного наследия».

За свои многолетние труды Дмитриев В.В. награжден церковным орденом Святого Благоверного князя Даниила Московского III степени (2005 г.), медалью Святого благоверного князя Георгия Всеволодовича III степени (2012 г.) и медалью "Ветеран труда".

Выводы

Виктор Викторович был замечательным педагогом, настоящим Учителем для сотен студентов Гидрогеологического факультета МГРИ. Старший преподаватель, доцент, профессор – все ступени учебной лестницы прошел он на своей родной кафедре, обучая и воспитывая студентов, передавая им свой огромный производственный и научный опыт. Требовательность, честность, скрупулезность и ответственность в выполнении заданий – эти черты Виктора Викторовича запомнили все обучавшиеся у него студенты, а еще, увлеченность делом, наукой, стремление во всем дойти до самой сути...

Библиография

1. Дмитриев В.В. Оптимизация лабораторных инженерно-геологических исследований. М. «Недра», 1989 .
2. Дмитриев В.В., Ярг Л.А. Методы и качество лабораторного изучения грунтов. Учебное пособие, КДУ 2008 - 542 с.
3. Дмитриев В.В. Мониторинг исторических природно-технических объектов.//). В сб. К 80-летию кафедры инженерной геологии МГРИ-РГГРУ.- Сергиев Посад: Патриарший издательско-полиграфический центр. 2013. С. 56-62.
4. Комаров И.С., Пендин В.В. Развитие инженерной геологии в России и роль кафедры инженерной геологии МГГРУ//Геология и разведка, 2002, №5. С.3-34.
5. Пендин В.В., Подборская В.О. К 80-летию кафедры инженерной геологии МГРИ-РГГРУ (1932-2012г.г.). М.2013 г.

Инженерно-геологические подходы к музеефикации архитектурно-археологических памятников Крыма в условиях природного ландшафта

Вязкова О.Е. (МГРИ, wjask@yandex.ru) Дубровин К.А. (МГРИ, kadubrovin@gmail.com)*

Аннотация

Музеефикация архитектурно-археологических памятников в условиях естественного ландшафта требует профессионального внимания инженеров-геологов не меньше, чем историков и музееведов. Длительная сохранность культурных объектов зависит от развития на территории парагенезиса экзогенных геологических процессов. В каждом регионе комплекс процессов разный, поэтому без анализа инженерно-геологических условий с учетом их изменений длительная сохранность невозможна.

Ключевые слова

Инженерно-геологические условия; экзогенные геологические процессы; музеефикация; архитектурно-археологические памятники

Теория

В последние десятилетия по России в целом прокатилась «волна» организации музеев-заповедников, созданных на основе археологических или архитектурно-археологических памятников (объектов исторического наследия) [8]. Они созданы в самых разных по инженерно-геологическим условиям (ИГУ) регионах [3], а планируется и дополнительное расширение географии их расположения [5].

Количество сохранившихся памятников, обладающих достаточным потенциалом экспонирования, ограничено, ими обладают далеко не все регионы. Но некоторые территории оказываются очень богаты на сохранившиеся архитектурно-археологические комплексы. К ним можно отнести Русский Север, Северный Кавказ и Крым.

В каждом регионе сформированы свои инженерно-геологические условия. Они влияли на исторические ПТС на протяжении всей их истории, начиная с момента создания. Нашими исследованиями установлено, что для исторических архитектурных сооружений необходимо учитывать изменения ИГУ, которые сопровождали ИПТС [4]. Разумеется, что в каждом регионе закономерности изменения разные: где-то преимущественно изменялся климат, где-то рельеф и речная сеть вследствие неотектонических движений, где-то абразия полностью уничтожила площади исторического освоения. В итоге для музеефикации нам достаются ИПТС, находящиеся в измененных, по сравнению с первоначальными, условиях.

Крым относится к таким регионам, на территории которых с самых давних времен жили представители очень разных цивилизаций: оседлых и кочевых. Это тавры, греки, скифы, гунны, половцы, готы, хазары, генуэзцы и многие другие [2, 6]. Однако не все они оставили достаточно монументальные памятники, которые можно в наше время эффектно и привлекательно для туристов экспонировать.

Целью проведенной работы являлся анализ влияния инженерно-геологических условий разных частей Крымского полуострова на создание и сохранение архитектурно-археологических памятников.




Для достижения поставленной цели решены следующие задачи:

1. Изучена история освоения территории Крыма разными народами за последние несколько тысяч лет [2, 6].
2. Выявлены типы памятников, которые наиболее хорошо сохранились, подлежат реставрации или реконструкции.
3. Выделены района Крыма, с характерными особенностями сохранения археологических памятников.
4. Проанализирован парагенезис характерных для каждого района процессов.

По комплексу компонентов ИГУ (климату, рельефу, речной сети, геологическому строению) Крым разделяется на три неравные части: Степной Крым, Горный Крым и Южный берег Крыма.

Можно проследить некоторые закономерности расположения объектов исследования (рис. 1). Памятники греческой цивилизации тяготеют к прибрежным участкам, на которых население могло заниматься традиционными видами деятельности рыболовством, виноградарством и земледелием. Наиболее крупные памятники, ставшие музеями заповедниками, являются Херсонес (Севастополь) и Пантикапей (Керчь). Нахождение этих поселений на морском побережье сделало их очень уязвимыми для разрушения морской абразией, до настоящего времени сохранились только части территорий античных городов. Скорость разрушения берега и сейчас остается значительно, достигая 0,5 м в год [7].



Рисунок 1. Обзорная карта расположения архитектурно-археологических памятников Крыма подлежащих музеефикации в условиях естественного ландшафта. Условные обозначения:  – пещерные памятники;  – средневековые памятники (начиная с Византии);  – античные памятники; ? – спорные по принадлежности к культуре

В среднегорной части Горного Крыма, в районах распространения квестового рельефа наиболее хорошо сохранились пригодные для музеефикации средневековые пещерные комплексы: Тепе-Кермен, Чуфут-Кале, Мангуп-Кале и другие (рис. 2).

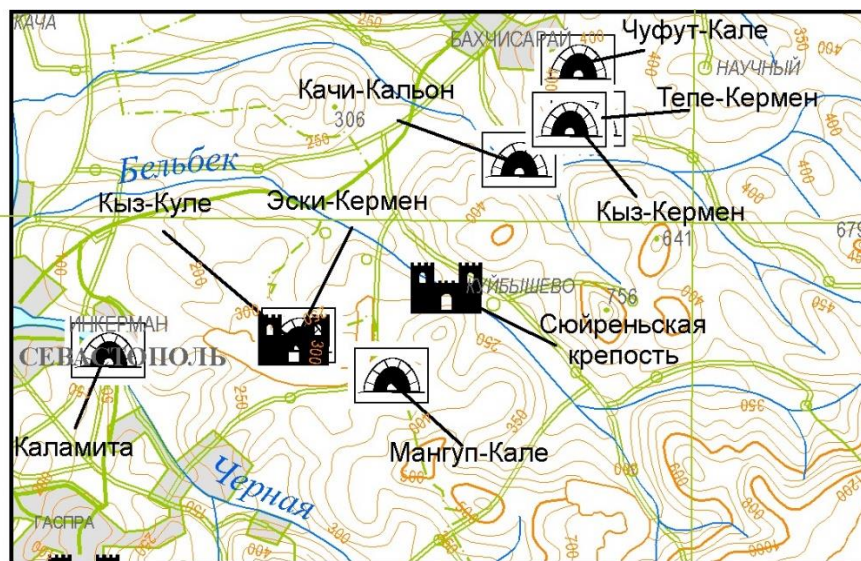


Рисунок 2. Схема расположения крепостей и пещерных комплексов в области распространения меловой квесты. Условные обозначения: – пещерные памятники; – средневековые памятники оборонительного назначения

На Южном берегу Крыма наиболее известны средневековые крепостные сооружения генуэзцев в Судак и Феодосии. Несмотря на то, что они находятся в статусе музеев-заповедников десятки лет, отсутствие инженерно-геологического обоснования их длительного сохранения приводит к опасным ситуациям на отдельных фрагментах охраняемых объектов. В настоящее время в аварийном состоянии находится Девичья башня Судакской крепости, окруженная лесами. Возможно и здесь необходимо провести расчет устойчивости по аналогии со скальным массивом Ласточкиного гнезда [1].

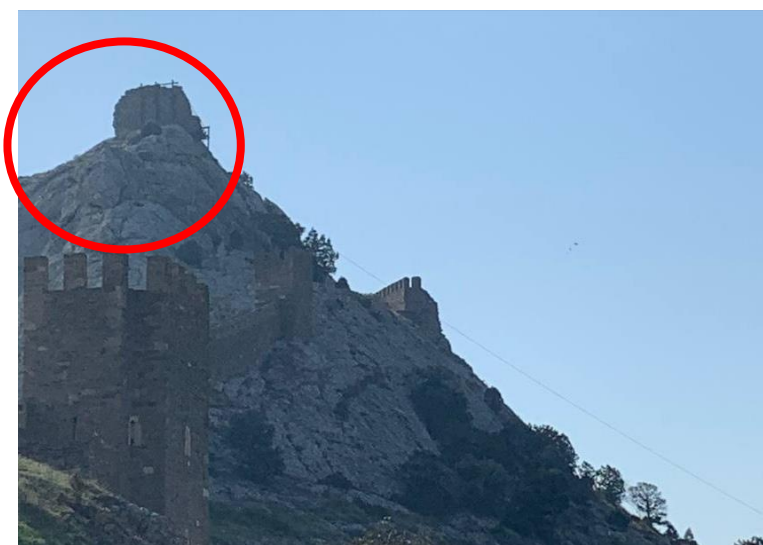


Рисунок 3. Вид Девичьей башни Судакской крепости, находящейся на реставрации (Фото Дубровина К.А.)

Выводы

В условиях естественного ландшафта памятники подвергаются порой тысячелетнему влиянию парагенезисов экзогенных геологических и инженерно-геологических процессов, механизм и скорость протекания могли изменяться за это время по разным причинам, связанным с изменением климата и неотектоническими движениями.

Дальнейшее сохранение и безопасное как для памятников, так и для туристов, экспонирование архитектурно-археологических культурных объектов должно базироваться на тщательном анализе закономерностей изменения ИГУ за время их функционирования, а также решениях по стабилизации процессов, деструктурирующих ИПТС.

Библиография

1. Буфеев Ф.К., Кувшинников В.М., Фоменко И.К. Карасев М.А., Поспехов Г.Б. Оценка устойчивости скального основания дворца Ласточкино гнездо, республика Крым // Инженерные изыскания в строительстве. Материалы докладов Четырнадцатой Общероссийской конференции изыскательских организаций. М.: ООО «Геомаркетинг». 2018. С. 521–524.
2. Вус О.В. Мобильная группировка римской армии в Таврике в конце iii - v вв. Н. Э // Материалы по археологии и истории античного и средневекового Крыма. \\ МАИАСК, 2016 г
3. Вязкова О.Е., Миннебаев И.С. Современное состояние проблемы инженерно-геологических исследований при музеефикации археологических памятников // Инженерные изыскания в строительстве. Материалы докладов Четырнадцатой Общероссийской конференции изыскательских организаций. М.: ООО «Геомаркетинг». 2018. С. 538–542.
4. Вязкова О.Е. Об изменении инженерно-геологических условий в процессе эксплуатации архитектурных памятников // Сборник трудов VII Международного научно-практического симпозиума «Природные условия строительства и сохранения храмов Православной Руси». – СТСЛ, 2020. ISBN 978–5–00009–212–5. С. 119–122.
5. Миннебаев И.С. Опыт и задачи инженерно-геологических исследований при музеефикации археологических памятников // Инженерные изыскания в строительстве. Материалы третьей Общероссийской научно-практической конференции молодых специалистов. М.: ООО «Геомаркетинг». 2019. С. 143–147.
6. Мыц В. Л. Каффа и Феодоро в XV веке. Контакты и конфликты. — Симферополь: Универсум, 2009. — 528 с.
7. Никитин М.Ю., Барабошкин Е.Ю., Барабошкина Т.А. Древние города северного Причерноморья: проблемы сохранения памятников истории и культуры // Инженерные изыскания в строительстве. Материалы докладов Тринадцатой Общероссийской конференции изыскательских организаций. М.: ООО «Геомаркетинг». 2017. С. 491–495.
8. Покровская А.Ф., Евдокимова М.А. Характеристика сети археологических музеев-заповедников России // Ученые записки музея-заповедника «Томская Писаница». 2017. № 5. С. 22–30.

*Прогнозные ресурсы подземных вод Усинского района
Егоров Т.С.* (Институт водных проблем РАН, tsegorov@mail.ru)*

Аннотация

Рассмотрено современное состояние ресурсов подземных вод восточной части Печорского артезианского бассейна в условиях распространения многолетнемерзлых пород на территории Усинского района Республики Коми. Создана гидрогеодинамическая модель исследуемой территории, на основе которой выполнена оценка прогнозных ресурсов, соответствующих современным нормативным требованиям. Рассмотрены основные источники формирования баланса подземных вод при перспективном водоотборе.

Ключевые слова

Гидрогеодинамическое моделирование, прогнозные ресурсы подземных вод

Источники финансирования

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 19-35-90018).

Введение

В условиях нестабильного качества поверхностных вод [4] в Усинском районе, а также развития нефтедобычи кондиционные пресные подземные воды позволят существенно повысить водообеспеченность района. В предлагаемой работе изучаются “перспективные” прогнозные ресурсы подземных вод по категории P_1 , т.е. на участках, уже имеющих соответствующую инфраструктуру, находящихся непосредственно рядом с водопотребителем. Согласно [5] прогнозные ресурсы категории P_1 учитывают возможность увеличения запасов на разведанных или оцененных месторождениях подземных вод, количество которых в Усинском районе за последние 20 лет увеличилось в >5 раз. В предлагаемом исследовании оценка прогнозных ресурсов выполнена с использованием метода математического моделирования, способного описать сложные геолого-гидрогеологические условия территории, рассчитать величину привлекаемых ресурсов, формирующихся за счет поверхностных вод, и оценить латеральный поток подземных вод, которому ранее практически не уделялось внимания. Оценка прогнозных ресурсов опиралась преимущественно на материалы крупномасштабных, реже – среднемасштабных съемочных работ, а также на данные опытно-фильтрационных работ и фактические данные, полученные при бурении скважин. В работе учтены материалы по 111 разведочно-эксплуатационным, поисковым и картировочным скважинам.

Геофильтрационная схематизация

По геолого-гидрогеологическим условиям территория исследования представляет собой водоносную систему, состоящую из двух водоносных пластов (среднеплейстоцен (6-я ступень) – голоценовая водоносная толща, имеющая локальное распространение и фактически являющаяся “транзитной” для нижележащих гидрогеологических подразделений, и чирвинский водоносный горизонт, являющийся

основным источником водоснабжения в исследуемом районе), разделенных относительно водоупорным горизонтом (тимано-уральским). Территория исследования находится в зоне сливающейся мерзлоты, которая затрудняет питание подземных вод в северо-восточной части исследуемого района и ограничивает отток из чирвинского горизонта в нижележащие гидрогеологические подразделения.

При подсчете прогнозных ресурсов подземных вод следует ориентироваться на весьма длительный, практически неограниченный период эксплуатации [1], поэтому в работе использована стационарная версия уравнения. Гидрогеологическое строение на большей части исследуемой территории способствует тому, что инфильтрационное питание поступает сразу же в слабопроницаемый слой тимано-уральских отложений. В этом случае $Q_{vert} = -R$, и задача сводится к одному уравнению (1) относительно напора в чирвинском горизонте $H(x,y)$, дополненному краевыми условиями (2) и (3):

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(T \frac{\partial H}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(T \frac{\partial H}{\partial y} \right) - Q_{vert} + q_{well} + q_{riv} = 0, \quad (1)$$

$$q_{riv} = T_{riv}(H_{riv} - H), \quad (2)$$

$$q_{well} = T(H_{well} - H), \quad (3)$$

где Q_{vert} – поток подземных вод из напорного горизонта в безнапорный; R – инфильтрационное питание; q_{well} и q_{riv} – соответственно интенсивность поступления воды в горизонт из скважин и рек в расчете на единицу площади (в случае водоотбора из скважин величина q_{well} отрицательна), H_{riv} и H_{well} – уровни воды в реке и в скважине соответственно, T_{riv} и T – эмпирические коэффициенты, нормируемые на единицу площади.

Внешние границы модели были определены граничным условием III рода [6] (на В – р. Большая Макариха, на ЮВ и Ю – р. Уса, на ЮЗ – р. Печора; на З – р. Лая) и граничным условием I рода (на С – водораздел). По данным предшествующих исследований, конфигурация гидроизогипс в чирвинском водоносном горизонте вблизи этих рек резко меняется, что позволяет принять их за гидрологически обусловленные внешние границы. В плановом потоке также были определены внутренние границы III и II родов, заданные по водотокам и скважинам. После определения внешних границ общая площадь модели составила 5815.8 км² при количестве блоков 23263, размером 500 на 500 м.

Решение обратной задачи

Для калибровки гидрогеодинамической модели подземных вод Усинского района решена обратная задача с использованием отметок уровней чирвинского водоносного горизонта за 2016 г. Решение обратной задачи сводилось к последовательному решению серии прямых задач с перебором расчетных параметров модели: проводимости чирвинского водоносного горизонта, инфильтрационного питания, интегральной проводимости подрусловых отложений.

Проведена оценка достоверности модели по достижению приемлемой сходимости между модельными и фактическими данными по уровням подземных вод. Доверительный интервал принят равным 10% от перепада напоров по всей моделируемой области [2] и составил 7 м. По достижении критерия согласования

получена верифицированная модель, адекватная природно-техногенной обстановке на территории исследования. Невязка модельных и фактических уровней чирвинского водоносного горизонта – в диапазоне от –6.2 до 6.3 м (Рисунок 1).

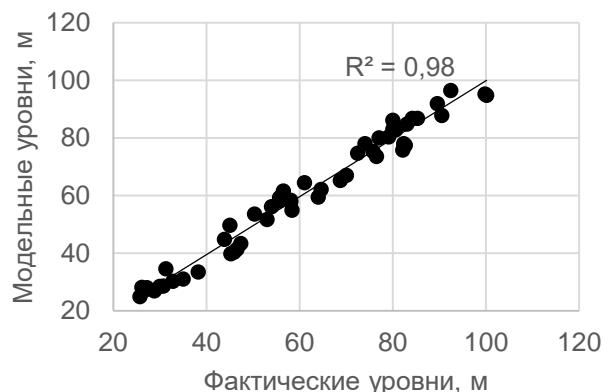


Рисунок 1. Соотношение между модельными и фактическими уровнями подземных вод чирвинского водоносного горизонта (обратная задача на 2016 год).

Инфильтрационное питание составило, м/сут: для лесного ландшафта, сложенного преимущественно суглинками, – 2.5×10^{-5} ; для лесного ландшафта, сложенного преимущественно супесями, – 5×10^{-5} ; для речных долин – 1×10^{-4} ; для зоны распространения поверхностной мерзлоты – 0; для селитебных территорий и земель, отведенных под сельскохозяйственные угодья, – 4×10^{-4} . Полученные величины инфильтрационного питания для Усинского района не противоречат предшествующим региональным оценкам – на уровне 20–40 мм/год [3]. Интегральная величина проводимости подрусловых отложений составила, м²/сут: малые реки – 250, верхнее течение средних рек – 500, среднее и нижнее течение средних рек – 1000, крупных рек (Уса и Печора) – 2000. Проводимость чирвинского водоносного горизонта составила: в пределах вмерзлотной части исследуемой территории – 60; где чирвинский водоносный горизонт частично проморожен, в 2 раза меньше – 30; в пределах речных долин – 100 м²/сут.

По результатам решения обратной задачи получено модельное распределение напоров в чирвинском водоносном горизонте. Итоговый баланс гидрогеодинамической модели формируется за счет изменения количества воды на границе модельного слоя. Формирование баланса происходит в основном за счет рек – 58 (приток из рек – 8, отток в реки – 50) и инфильтрационного питания – 42%.

Оценка прогнозных ресурсов подземных вод

Запасы на месторождениях зачастую оцениваются исходя не из гидрогеологических условий, а из заявленной потребности Недропользователя. С учетом данного факта на таких месторождениях возможно существенное наращивание водоотбора за счет прогнозных ресурсов категории P_1 . Таким образом, максимально возможный водоотбор на участках недр будет определяться суммой запасов и прогнозных ресурсов категории P_1 при сохранении заданных ограничений. На основе верифицированной модели осуществлен максимально возможный водоотбор на 20 месторождениях распределенного фонда недр. При решении прогнозных задач допустимое понижение уровня подземных вод определено разницей между абсолютными отметками модельного уровня (обратная задача) и кровлей чирвинского водоносного горизонта.

По результатам оценки прогнозных ресурсов подземных вод суммарный расход на месторождениях распределенного фонда недр – 78645 м³/сут. Формирование баланса чирвинского водоносного горизонта происходит за счет, %: рек – 52 (приток из рек – 12, отток в реки – 40); инфильтрационного питания – 38; водоотбора скважинами – 10 (Таблица 1). При этом сценарии произошло перераспределение статей баланса по сравнению с модельным балансом, полученном при обратной задаче, за счет сокращения оттока в реки на 55.6 и увеличения питания из рек на 13.2%.

Таблица 1.
Формирование модельного баланса

Статья баланса	Ненарушенное состояние, м ³ /сут	При водоотборе		
		Q, м ³ /сут	δ, м ³ /сут	δ, %
<i>Поступление</i>				
Инфильтрационное питание	289162	289162	0	-
Приток из рек	58800	91511	32711	41.6
<i>Расходование</i>				
Отток в реки	-347962	-302028	45934	58.4
Скважины	0	-78645	-78645	-
Итого	0	0	0	100

Выводы

Исследованы геологические и гидрогеологические условия восточной части Печорского артезианского бассейна, построена математическая геофильтрационная модель, с помощью которой оценены прогнозные ресурсы категории Р₁ в объеме 72873.4 м³/сут для перспективной потребности развивающегося городского округа Усинск и основные источники формирования баланса подземных вод. Решение прогнозной задачи по модели показало, что на уже разведанных участках месторождений распределенного фонда недр возможно наращивание запасов в 13.6 раз по сравнению с утвержденными. Таким образом, суммарный водоотбор в 78645 м³/сут (при утвержденных запасах на месторождениях распределенного фонда недр – 5771.6 м³/сут) может рассматриваться для перспективного развития района, так как модельные понижения уровней оказались меньше допустимых.

Библиография

1. Боровский Б.В., Язвин Л.С. Оценка обеспеченности населения Российской Федерации ресурсами подземных вод для хозяйственно-питьевого водоснабжения (Методические рекомендации по проведению второго этапа работы). М.: ГИДЭК, 1995. 72 с.
2. Гавич И.К. Теория и практика применения моделирования в гидрогеологии. М.: Недра, 1980. 358 с.
3. Зекцер И.С. Подземный сток и ресурсы пресных подземных вод. М.: Науч. мир, 2012. 374 с.
4. Качество поверхностных вод Российской Федерации. Ежегодники за 2011-2018 гг. Ростов-на-Дону: Росгидромет, ГХИ.
5. Классификация запасов и прогнозных ресурсов питьевых, технических и минеральных подземных вод. М.: МПР России, 2007.
6. Шестаков В.М. Гидрогеодинамика. М.: Изд-во МГУ, 1995.

Анализ влияния изменения порового давления в период ливневых осадков на устойчивость склона (на примере оползня в микрорайоне Као Тханг города Халонг, Вьетнам)

Зыонг Ван Бинь (МГРИ, Ханойский горно-геологический университет, dvbinh@yandex.com) 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

В горных провинциях Вьетнама из-за сильных дождей часто происходят оползни. Особенную опасность они представляют для городских территорий. Их прогноз чрезвычайно сложен по разным причинам, главной из которых является отсутствие развитой сети мониторинга по раннему предупреждению оползневой опасности. Частично эта проблема может быть решена внедрением математического моделирования с целью прогнозирования активизации оползневых процессов. В данном исследовании представлены результаты анализа устойчивости склона во времени в зависимости от изменения порового давления в период выпадения интенсивных осадков. По результатам анализа было спрогнозировано время активизации оползневого процесса.

Ключевые слова

Оползни на городских территориях, Slide2, методы предельного равновесия, устойчивость склона, коэффициент порового давления R_u .

Введение

Оползни в пределах городских территорий начали активно изучаться с конца 1980-х годов [2]. Центральной проблемой являются оползни развивающиеся в жилых районах и на склонах городской окраины [10]. В настоящее время методология исследования оползней, развитых в пределах городских агломераций активно развивается во всем мире [5, 9]. В этой связи необходимо отметить работы по изучению городских оползней на юге Сьерра-Невады и на побережье Гранады (Испания) [3]; блоковых оползней в Москве [4], а также, по картированию восприимчивости городских территорий к оползневой опасности [6] и т.д..

Район исследования

Город Халонг (**Ошибка! Источник ссылки не найден.**) – экономический и политический центр провинции Куангбинь. На рассвете 28 августа 2015 года в микрорайоне Као Тханг города Халонг произошел сход оползня. По результатам полевых исследований абсолютные высоты над уровнем моря района происшествия изменяются от 15,5м до 92,5м, мощность оползневого тела составила от 1,2м до 5,0м. На метеорологической станции Байчай (Халонг) с 27-го по 28-го августа 2015 было зафиксировано 387мм осадков. Фотографии оползня, его профиль и положение оползневого тела на инженерно-геологической схеме [1] показаны на **Ошибка! Источник ссылки не найден.**

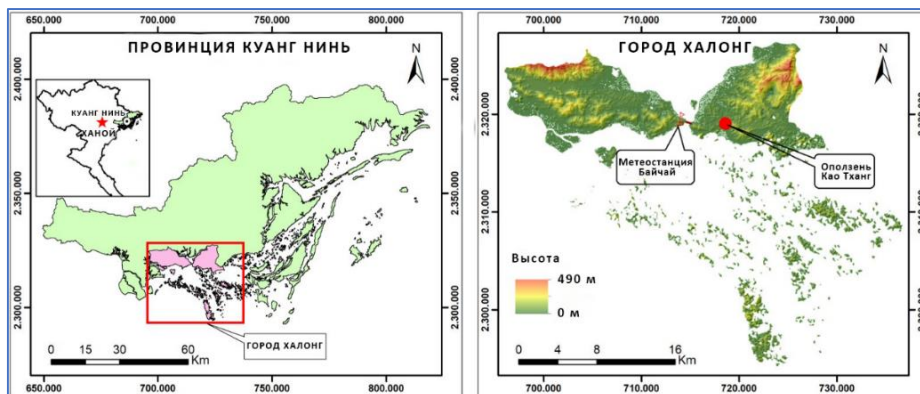
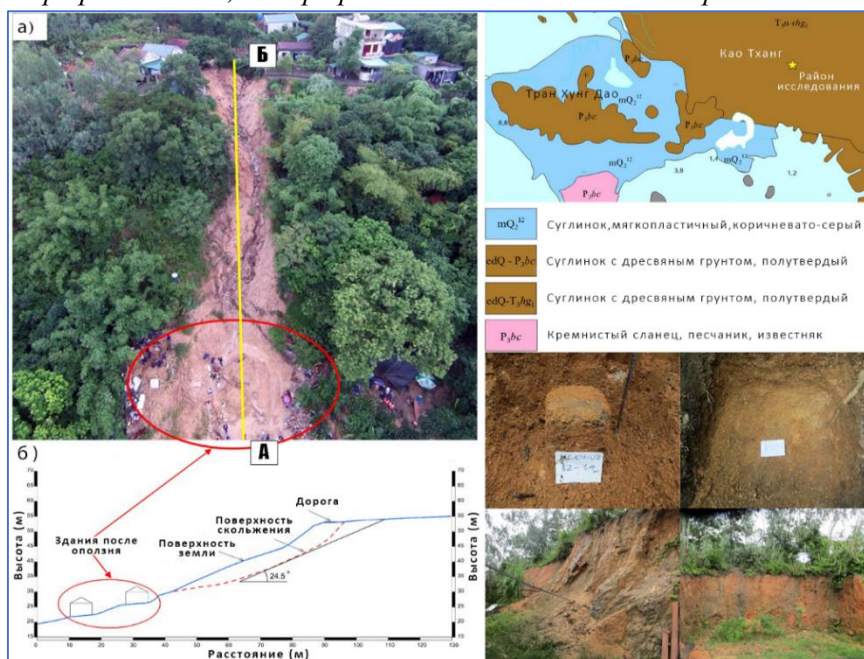


Рисунок 1. Город Халонг и положение оползня на DEM

Рисунок 1. Фотографии оползня, его профиль и положение на инженерно-геологической схеме



Метод исследования

Задача решалась в плоской постановке, при этом моделирование изменения порового давления за счет фильтрации ливневых осадков было выполнено методом конечных элементов, а оценка ее устойчивости проводилась на основе метода предельного равновесия Моргенштерна – Прайса [7], удовлетворяющего как равновесию моментов так и равновесию сил, действующих на границе отсеков. В качестве критерия прочности применялся критерий прочности Кулона-Мора. Свойства грунтов, используемые в расчете приведены в Таблица 1.

Таблица 1.
Физико-механические свойства грунтов

Параметр	Символ	Единица	Слой 1	Слой 2
Плотность грунта	γ	г/см ³	1,92	2,4
Сцепление	c	кПа	5	150
Угол внутреннего трения	ϕ	Градус	35,6	43

В **Ошибка! Неверная ссылка закладки.** [8] приведены данные по изменению порового давления (на основе коэффициента R_u и высоты подъема уровня грунтовых вод) в грунтах, слагающих оползневой склон, в результате ливневых осадков.

Таблица 2.
Коэффициент порового давления

№	Время анализа	R_u	высота подъема уровня грунтовых вод (м)
1	0ч, юля 26, 2015	0,00	0
2	0ч, юля 27, 2015	0,19	1,86
3	18ч, юля 27, 2015	0,21	2,06
4	0ч, юля 28, 2015	0,23	2,25
5	1ч, юля 28, 2015	0,30	2,94
6	3ч, юля 28, 2015	0,41	4,01

Результаты выполненных расчетов приведены в в **Ошибка! Неверная ссылка закладки.** [8] приведены данные по изменению порового давления (на основе коэффициента R_u и высоты подъема уровня грунтовых вод) в грунтах, слагающих оползневой склон, в результате ливневых осадков.

Таблица 2.
Коэффициент порового давления

и Рисунок 1

Таблица 2.
Оценка устойчивости склона во времени

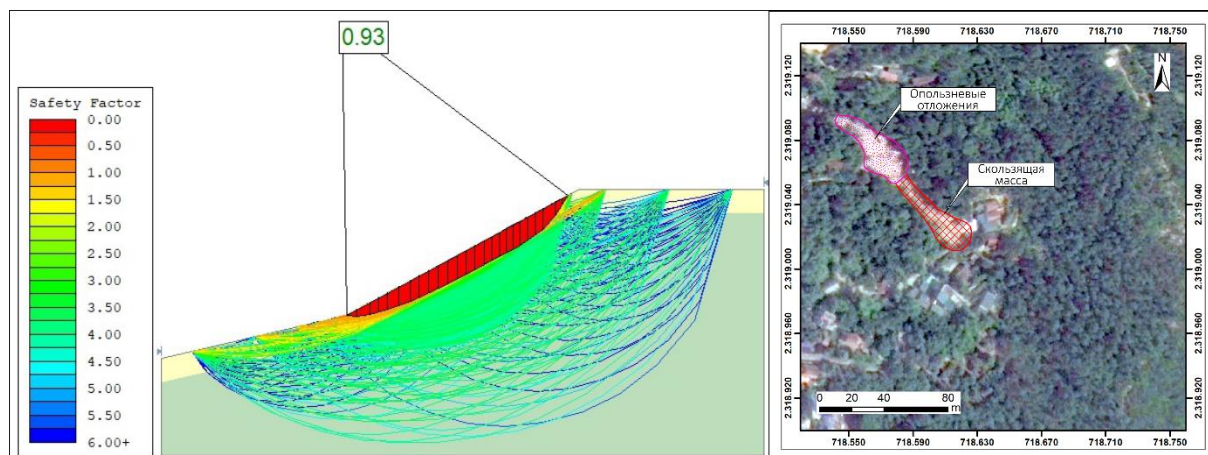
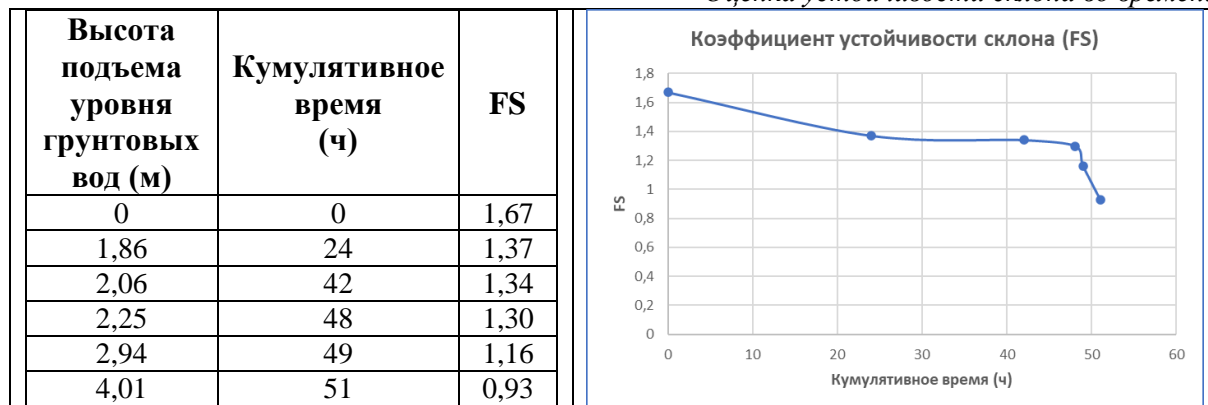


Рисунок 1. Геомеханическая модель с результатами расчета оползневого склона и спутниковое фото оползня

Выводы

Результаты выполненных расчетов показали, что с увеличением порового давления в грунтах склона в период интенсивного выпадения осадков его устойчивость закономерно снижается, уменьшаясь с величины 1,67 (избыточное поровое давление в грунтах склона отсутствует) до 0,93. (когда уровень грунтовых вод в результате ливневых осадков поднимается более 4 метров). Полученные результаты согласуются с действительностью.

Вид оползневого тела в виде неглубокого оползня вытянутой формы, полученный по результатам моделирования так же согласуется с реальным оползнем.

Для более точного прогноза необходимы более надежные данные по изменению порового давления в период ливневых осадков, которые могут быть получены в результате мониторинга. Однако, для предварительной оценки применение математического моделирования по апробированной в данной работе методике – вполне допустимо.

Благодарности

Мы хотели бы поблагодарить Вьетнамский институт наук о Земле и минеральных ресурсов за данные исследования, а также компанию Rocscience за предоставление академической лицензии на программное обеспечение (кафедра инженерной геологии МГРИ является участником программы Rocscience Academic Bundle).

Библиография

1. Ву Сюань То и др. . Отчет по проекту «Изучение геологических условий территорий экономического развития в прибрежном регионе Бакбо и оценка последствий изменения климата и повышения уровня моря», код СТВ2012-02-02. (Во Вьетнаме). In; 2014.
2. Alexander D. Urban landslides. *Progress in Physical Geography - PROG PHYS GEOG* 1989; 13:157-189.
3. Chacón J. Introduction: Urban Landslides. 2014.
4. Fomenko I, Gorobtsov D, M.P K, Nikulina M. Landslides as hazard for Moscow cultural heritage. 2019:369-374.
5. Garcia-Urquia E, Axelsson K. Rainfall thresholds for the initiation of urban landslides in Tegucigalpa, Honduras. *Geografiska Annaler: Series A, Physical Geography* 2015; 97.
6. Lee S, Baek W-K, Jung H-S, Lee S. Susceptibility Mapping on Urban Landslides Using Deep Learning Approaches in Mt. Umyeon. *Applied Sciences* 2020; 10:8189.
7. Morgenstern N, Price V. The Analysis of The Stability of General Slip Surfaces. *Geotechnique* 1965; 15:79-93.
8. Nhu HV, Duong BV, Vu HD. 3D slopes stability modeling for landslide early warning design at Halong city area. *Journal of Mining and Earth Sciences (Vietnam)* 2019; 60(6):31-41.

9. Petley D. On the impact of urban landslides. *Engineering Geology Special Publications* 2009; 22.
10. Smyth C, Royle S. Urban landslide hazards: incidence and causative factors in Niterói, Rio de Janeiro State, Brazil. *Applied Geography* 2000; 20:95-118.

***Анализ влияния трещиноватости на устойчивость бортов карьера «Задонский» в
Елецком районе Липецкой области
Клеблеев Р.А. *(МГРИ, iklerus@yandex.ru) Вязкова О.Е. (МГРИ, wjask@yandex.ru)***

Аннотация

Разработка карьеров открытым способом достаточно опасный вид работ, при котором следует оценивать инженерно-геологические условия не только участка, но и района работ. Трещиноватость горных пород скального массива при взрывных работах может повлиять на непредвиденные обрушения блоков отдельности, которые, в свою очередь, могут привести к трагическим последствиям. Поэтому важно оценить данный фактор инженерно-геологических условий для разработки мер безопасности при открытых горных работах. В данном докладе произведен анализ влияния трещиноватости на устойчивость бортов карьера «Задонский», выделены трещины планетарной трещиноватости и трещины выветривания,

Ключевые слова

трещиноватость, известняки, известковая мука, карьер, безопасность, блоки, скальный массив

Теория

Ориентировка, частота, тип и вид трещин оказывают существенное влияние на важнейшие физико-механические свойства пород, определяющих устойчивость массива грунтов, гидрогеологические условия (трещинно-карстовые воды).

Трещиноватостью горных пород занимались многие отечественные и зарубежные исследователи, например, И.И. Бархатов [2], Р. Зондер [6]. Систему взглядов на трещиноватость, созданную Р. Зондером, применительно к анализу условий создания и сохранения архитектурных и археологических памятников развивали Е.М. Пашкин [5] и О.Е. Вязкова [3]. Изучение закономерностей направленности линейных форм рельефа Земли изучал Анохин В.М. [1].

В работах, посвященных тектонике и трещиноватости пород, как правило, направления трещин указываются как, например, «с северо-запада на юго-восток» или «северо-восточное». Это не совсем точно, потому что каждая трещина имеет азимут простирания, азимут и угол падения. В ряде работ имелись ссылки на теорию планетарной трещиноватости, созданную Р. Зондером [6]. Она импонировала авторам приданием направлениям трещиноватости численных значений. Однако, как оказалось в процессе работы, эти системы трещиноватости были выделены не Р. Зондером, как считалось ранее, а неким немецким учёным Вайгельтом и исключительно для варисцид Западной Европы.

Целью нашей работы стал анализ влияния трещиноватости на устойчивость бортов карьера «Задонский».

Основной задачей на данном этапе исследований было выделение из множества трещин тех, которые можно считать принадлежащими к планетарным системам.

Методически последовательность действий выглядела следующим образом. Сначала с помощью статистического анализа азимутов простирания трещин были выделены системы планетарной трещиноватости и местных систем трещин, а также трещин выветривания. Затем проведен анализ трещиноватости, как фактора устойчивости скального массива. На последнем этапе проводилось установление связи выделенных нами систем трещин с планетарной трещиноватостью, обнаруженной Р. Зондером-Вайгельтом, и включающей системы с азимутами простирания 20° , 45° , 70° , 110° , 135° , 160° (170°).

Тектонические условия Липецкой области

В тектоническом отношении Липецкая область расположена на северо-восточном крыле Воронежской антеклизы, в строении которой здесь принимают участие два комплекса отложений:

- 1) Нижний представленный породами докембрийского возраста;
- 2) Верхний сложенный неизменными осадочными отложениями девонского, юрского и мелового возраста.

Поверхность докембрийских отложений имеет очень пологое погружение на север в сторону Московской синеклизы (около 2 м на 1 км) и на северо-восток в сторону Саратовско-Рязанского прогиба (3,2 м на 1 км.)

На докембрии с резким угловым несогласием залегают породы девонского возраста. Палеозойская толща имеет пологое погружение на север и северо-восток, согласно поверхности кристаллического фундамента и образует крупную моноклиаль. К северу от г. Задонска абсолютные высотные отметки девонских отложений составляют 165–170 м, а в районе г. Липецка 135–140 м.

Мезозойские отложения, в свою очередь несогласно залегают на породах девонского возраста и в соответствии с уклоном их поверхности полого падают на восток.

В пределах описываемой территории выделяется Елецко-Кругловское поднятие, представляющее собой валоподобную структуру северо-западного простирания, осевая структура которого проходит несколько южнее Задонска. Общая протяженность поднятия не менее 100 км, ширина местами достигает 40–50 км. Структура состоит из слабообособляющихся куполовидных поднятий, разобщенных прогибами северо-восточного простирания.

Продуктивной толщей карьера «Задонский» являются верхнедевонские известняки нижнефаменского подъяруса мощностью около 40 м. Известняки сильно трещиноватые, предположительно закарстованные, в ходе бурения прослеживаются прослой известковой муки мощностью 0,4–0,7 м.

Анализ проявлений планетарной трещиноватости проводился путем замера азимутов простирания спрямленных участков русел рек, выполненный на топооснове масштаба 1 : 2 500 000 и 1 : 500 000 (рис. 1 и 2). На рисунках видно, что ориентировка зон трещиноватости повторяется при масштабировании. Визуально выделяются четыре системы трещин, которые обязательно будут проявляться в девонских известняках,

вскрываемых карьером. Кроме тектонических, в массиве известняков наблюдаются трещины выветривания и литогенеза.

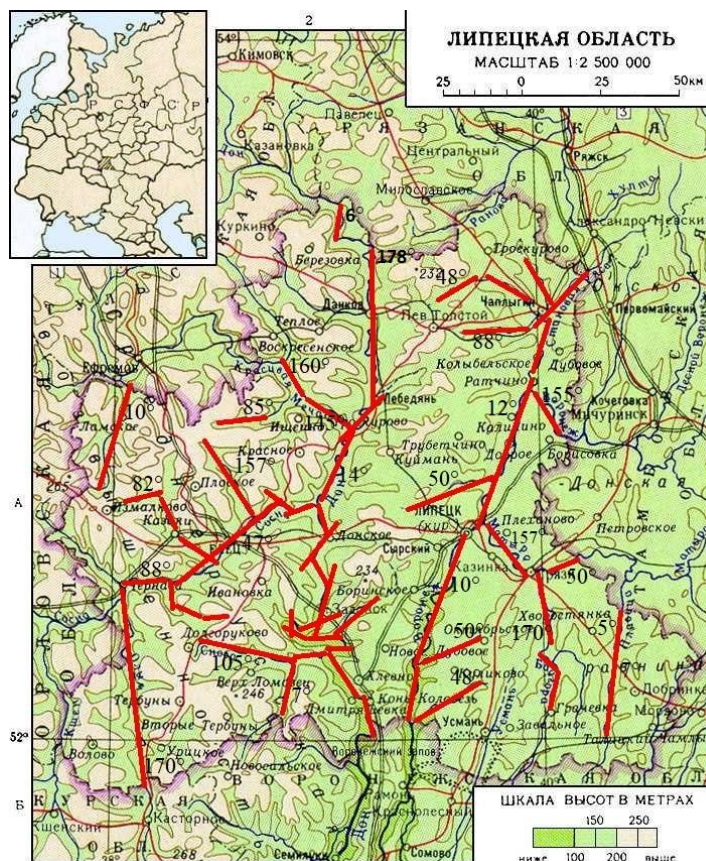


Рисунок 1. Линеаризованные участки русел рек, выделенные на карте Липецкой области. Масштаб 1:2 500 000

Выводы

В результате выполненного анализа азимутов трещин можно сделать следующие выводы:

1. В районе исследования развита как планетарная, так и региональная трещиноватость.
2. Кроме вышеупомянутых систем трещин, в бортах исследуемого карьера визуально замечены и трещины выветривания и литогенеза, следовательно, это также уменьшит коэффициент устойчивости скального массива.
3. При буровзрывных работах в процессе разработки карьера возникнет локальная техногенная трещиноватость, которая суммарно с выявленными системами трещин заведомо понизит коэффициент устойчивости бортов карьера и повысит вероятность обрушений.
4. Дополнительным фактором потери устойчивости бортов карьера «Задонский» являются прослой малопрочной, пластичной, имеющей изменчивую мощность известковой муки, залегающей в нижних частях разрабатываемого разреза.

5. Необходимо провести расчеты устойчивости бортов карьера с учетом всех генетических типов трещиноватости и свойств известковой муки.



Рисунок 3. Линеаризованные участки русел рек Елецкого и Задонского районов. Масштаб 1:500 000

Библиография

1. Анохин В.М. Закономерности направленности линейных форм рельефа Земли, Известия Русского Географического общества, 2011. Т. 143. № 6. С. 1–5.
2. Бархатов И.И. Тектонические нарушения как фактор активизации экзогенных процессов //Сергеевские чтения. Выпуск 12. 2010. С. 90–94.
3. Вязкова О.Е. Оценка влияния инженерно-геологических условий на строительство и эксплуатацию Изборской крепости //Археология и история Пскова и Псковской земли. Семинар имени академика В.В. Седова: Материалы 58-го заседания. – Москва, Псков, 2013. С. 192–202.
4. Дунаев В.А., Серый С.С. Структурные особенности массивов скальных пород и их влияние на устойчивость карьерных откосов // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2004. № 5. С.112–115.
5. Пашкин Е.М., Букреев Д.С. Характер проявления линеаментной активности в центральной части г. Москвы //Сергеевские чтения. Вып. 4, Материалы годичной сессии Научного Совета РАН по проблемам геоэкологии, инженерной геологии и гидрогеологии – М.: ГЕОС. 2002. С. 250–254.
6. Sonder R.A. Die Lineamenttektonik und ihre Probleme. – Ed Geol., Helv., 1938, vol.31, № 1, S. 199–238.

Разработка профильной модели зоны аэрации и водонасыщенной зоны для изучения миграции загрязнения от ликвидированного промышленного бассейна-накопителя
Кононченко Е.В.* (ФГБУ «Гидроспецгеология», lena.konon@mail.ru), Петраш А.Б.
(ФГБУ «Гидроспецгеология», A.B.Petrash@yandex.ru)

Аннотация

На основе комплексного анализа природно-техногенных условий района разработана профильная модель, включающая источник загрязнения, зону аэрации и водонасыщенную зону. По результатам моделирования показано, что фиксируемое по данным мониторинга загрязнение грунтовых вод нитрат-ионом связано с переливом загрязнённых вод верховодки через борта противофильтрационного экрана ликвидированного бассейна.

Ключевые слова

Открытые бассейны-накопители, численное моделирование, миграция загрязнения, зона аэрации, грунтовые воды

Теория

Открытые бассейны-накопители, используемые для временного хранения промышленных отходов и стоков, являются потенциальными источниками загрязнения грунтовых вод. Для оценки влияния бассейнов на грунтовые воды необходимо ведение мониторинга их состояния, а также разработка численных моделей миграции загрязнения. Целью данной работы является изучение поступления остаточного загрязнения из ликвидированного бассейна в грунтовые воды с использованием профильной модели, охватывающей гидрогеологический разрез от поверхности земли до кровли регионального водоупора.

В качестве объекта исследований рассмотрен ликвидированный к настоящему времени бассейн 354, расположенный на 7-й надпойменной террасе р. Енисей. В строении террасы выделяются нижняя, русловая и верхняя, пойменная фации аллювия. Русловая фация представлена преимущественно гравийно-галечниками с песчаным заполнителем, а пойменная фация – суглинками (рис. 1). К нижней части аллювия приурочен грунтовый водоносный горизонт, относительным водоупором для которого является толща среднеюрских глинистых отложений. Мощность отложений зоны аэрации (ЗА) в районе размещения бассейна составляет около 35 м.

Бассейн 354 сооружен на естественном грунтовом основании, его дно и откосы оборудованы противофильтрационным экраном (ПФЭ). Эксплуатация бассейна велась с 1958 по 1978 гг. и была прекращена в связи с накоплением большого количества донных отложений. В 1990-1991 гг. проведена первичная засыпка (ПЗ) бассейна местными супесями и суглинками, в процессе которой было засыпано около 80% площади бассейна, а его восточная часть осталась открытой. В ходе засыпки текучая часть донных отложений пропитывала грунты засыпки и выдавливалась на поверхность. В 2008 г. бассейн был окончательно ликвидирован. В контуре засыпанной чаши бассейна в 2015 г. пробурены наблюдательные скважины, показавшие наличие верховодки, сформировавшейся на ПФЭ. Уровень верховодки (УВ) находится на 3 м выше бортов

ПФЭ (рис. 1). Отток воды, поступающей с атмосферными осадками, вероятно, происходит, преимущественно за счёт перелива через борта ПФЭ.

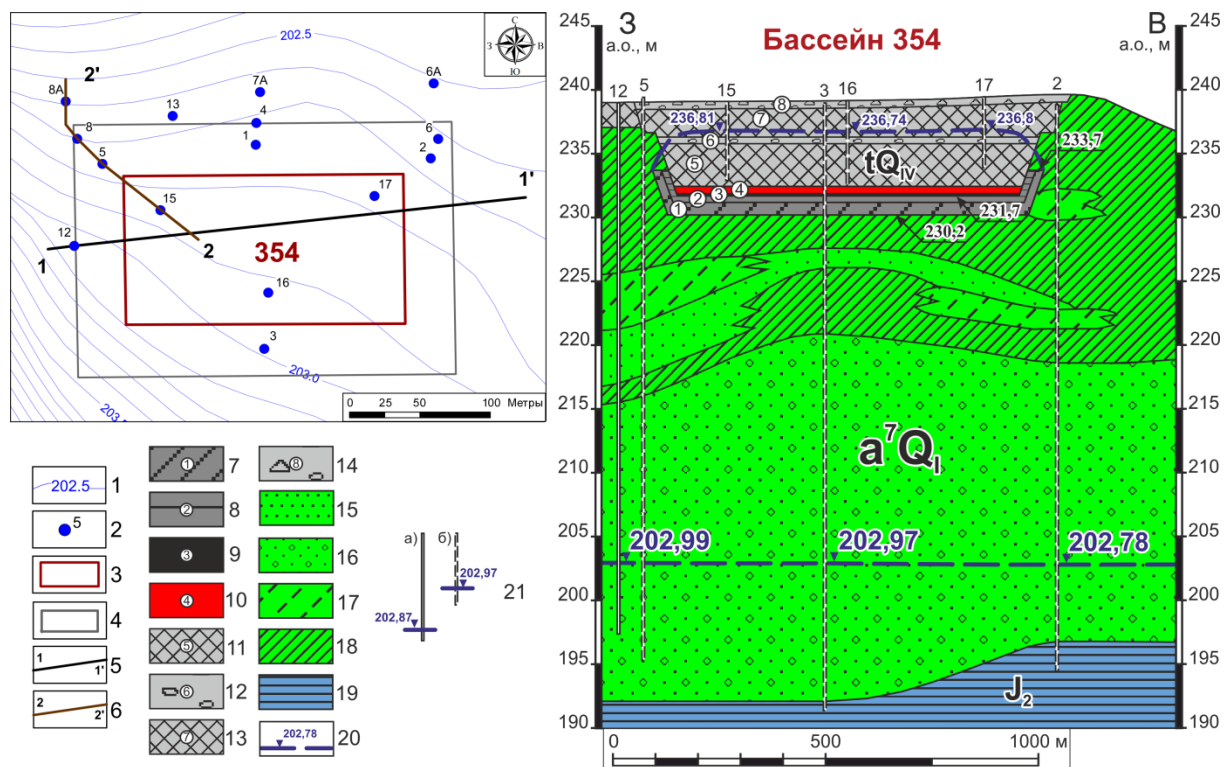


Рисунок 1. Карта гидроизогипс грунтового водоносного горизонта для участка бассейна 354 (слева) и схематический гидрогеологический разрез по линии 1-1' (справа): 1 – гидроизогипсы через 0,1 м; 2 – наблюдательная скважина и её номер; 3 – ликвидированный бассейн 354; 4 – границы засыпанной чаши бассейна 354; 5 – линия гидрогеологического разреза; 6 – линия модельного профиля; 7-14 – техногенные грунты: 7-9 – противодиффузионный экран: уплотнённые суглинки (7), глины (8), песчано-гравийная смесь (9); 10 – донные радиоактивные отложения; 11 – слой первичной засыпки; 12-14 – слои засыпки при окончательной ликвидации; 15-18 – четвертичные аллювиальные отложения: 15 – пески; 16 – гравийно-галечники; 17 – супеси; 18 – суглинки; 19 – среднеюрские глины; 20 – уровни грунтовых вод и верховодки, м; 21 – наблюдательная скважина (а – на линии разреза, б – снесённая на разрез), сбоку – абс. отм. уровня грунтовых вод, м

В отходах, поступавших в бассейн, в составе сухого остатка преобладали нитраты, концентрация которых составляла от 700 до 4900 мг/л. В соответствии с этим индикатором химического загрязнения принят нитрат-ион. По данным мониторинга, начиная с 2007-2010 гг., в ряде скважин, находящихся ниже по потоку грунтовых вод от бассейна (рис. 1), преимущественно у его краёв, наблюдался рост концентраций нитрат-иона с превышением фона (4,6 мг/л), а затем и предельно допустимой концентрации для питьевых вод (45 мг/л). Комплексный анализ природно-техногенных условий района, описанный в [2], позволил предположить два механизма поступления загрязнения от ликвидированного бассейна в ЗА и грунтовые воды. Первый из них, связанный с перетоком загрязнения через нижний ПФЭ бассейна, рассмотрен в [3]. Проведённый анализ и моделирование показали, что наблюдаемое повышение концентраций загрязнителя в грунтовых водах не является следствием перетока загрязнения через нижний ПФЭ бассейна. Второй механизм поступления загрязнения в грунтовые воды обусловлен его выносом из засыпанной чаши бассейна за счёт перелива вод верховодки. Перелив загрязнённых вод, вероятно, начался после ПЗ бассейна. С 2008 г., когда бассейн был полностью ликвидирован, процесс перелива активизировался, а УВ достиг

современного положения (рис. 1). В результате перелива несорбируемое загрязнение, было вымыто из чаши бассейна, о чём свидетельствуют данные мониторинга, согласно которым, начиная с 2015 г., превышения фона по нитрат-иону в водах верховодки отсутствуют.

Для оценки реалистичности описанного сценария проведено моделирование миграции загрязнения в программе HYDRUS-2D,3D. Для упрощения расчётов трёхмерная миграция загрязнения при переливе представлена в виде двухмерной на профильной модели (рис 2), проходящей через скважины у северо-западного края бассейна (рис. 1). При моделировании принято допущение, что скважины №№ 5, 8 и 8А находятся вдоль одной линии тока геофильтрационного потока. На модели задан поток грунтовых вод с градиентом, соответствующим натурному. Нижняя граница модели задана непроницаемой по кровле водоупорных юрских глин. На верхней границе модели задано инфильтрационное питание (ИП), которое оценивалось по методике, описанной в работе [1]. ИП рассчитывалось отдельно для засыпанной чаши бассейна и остальной части профильной модели (рис. 2). Естественное ИП составило 2×10^{-4} м/сут, для засыпанной чаши – от 4×10^{-4} до $6,5 \times 10^{-4}$ м/сут – за счёт уменьшения поверхностного стока. Геологический разрез на модели схематизирован двумя слоями: суглинками и гравийно-галечниками. Бассейн принят полностью засыпанным. В его строении выделены слой ПФЭ, первичной и окончательной засыпки. Для описания связи высоты всасывания, объёмной влажности отложений и коэффициента влагопереноса использованы зависимости Ван Генухтена-Муалема [4].

Разработка профильной модели включала в себя два этапа. На первом этапе проведено моделирование влагопереноса и геофильтрации, что позволило получить современное положение УВ на глубине около 2,5 м. По результатам калибровки диапазон изменения коэффициента фильтрации грунтов ПФЭ составил от 5×10^{-5} до 1×10^{-5} м/сут. На втором этапе проведено моделирование миграции нитрат-иона. Источник загрязнения задавался в виде начальных концентраций нитрат-иона в поровой воде ПЗ бассейна. Калибровка геомиграционной модели проводилась на основании данных мониторинга. По её результатам концентрации контаминанта в источнике составили 800-1000 мг/л. При моделировании рассмотрено два основных сценария, отличающихся временем начала перелива загрязнённых вод верховодки. В первом сценарии перелив начался с 2008 г. после окончательной засыпки бассейна. Во втором сценарии принято, что перелив шёл, начиная с 1990 г. при незначительном превышении УВ над бортами ПФЭ, а с 2008 г. он активизировался за счёт роста УВ до современного. Результаты расчётов показали, что оба сценария являются реалистичными. К 2010-2011 гг. фронт загрязнения достигает зеркала грунтовых вод в концентрациях выше фоновых, после чего на модели следует рост концентраций в скважинах, что согласуется данными мониторинга. Снижение концентраций до уровня фоновых по расчётам произойдёт к 2026-2035 гг.

Выводы

Разработка профильной модели позволила откалибровать ряд модельных параметров. Геомиграционные расчёты показали, что наиболее интенсивная миграция нитрат-иона связана с переливом загрязнённых вод верховодки, начиная с 2008 г. Распространение ореола нитрат-иона в отложениях зоны аэрации до зеркала грунтовых вод при переливе происходит в течение 2-3 лет. Вследствие этого загрязнение могло достигнуть грунтовых вод к 2010 г., как у северо-западного края бассейна, так и у северо-

восточного, даже несмотря на то, что восточная часть бассейна оставалась открытой до 2008 г. Полученные выводы не противоречат результатам мониторинга.

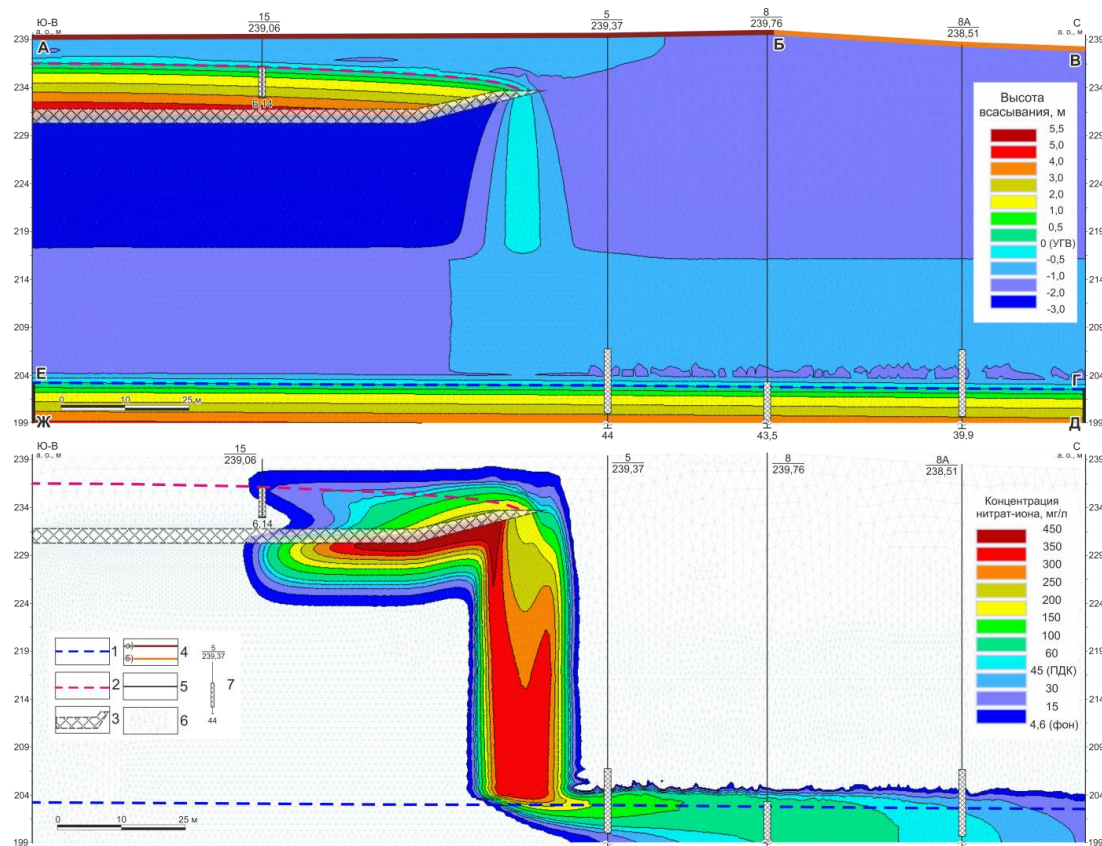


Рисунок 2. Профильная модель: распределение высоты всасывания (вверху) и модельный ореол нитрат-иона (внизу) на 2012 г.: 1 – уровень грунтовых вод; 2 – уровень верховодки; 3 – ПФЭ бассейна; 4-5 – инфильтрационное питание: для засыпанной чаши бассейна по контуру АБ (а) и естественное по контуру БВ (б); 5 – внешнее граничное условие I рода по контурам ГД и ЕЖ; 6 – модельная сетка; 7 – скважина, дробь вверху: в числителе – номер скважины, в знаменателе – абсолютная отметка устья, м, внизу – глубина скважины, м; посередине – положение фильтра

Библиография

1. Гриневский С.О., Поздняков С.П. Принципы региональной оценки инфильтрационного питания подземных вод на основе геогидрологических моделей, Водные ресурсы, 2010, №5, с. 543–557
2. Кононченко Е.В., Куваев А.А., Петраш А.Б. и др. Оценка воздействия промышленных бассейнов-накопителей на грунтовые и поверхностные воды с использованием численного моделирования // Разведка и охрана недр. 2018. № 11. С. 64-69
3. Кононченко Е.В. Определение механизмов поступления загрязнения из промышленного бассейна-хранилища в грунтовые воды на основе численного моделирования миграции в зоне аэрации // Сергеевские чтения: геоэкологические аспекты реализации национального проекта «Экология». Вып. 22. – Москва: РУДН, 2020, С. 298-304
4. Van Genuchten M.Th. A closed form equation for predicting the hydraulic conductivity of unsaturated soils // Soil Sci. Soc. Am. J. 1980. V. 44. P. 892–898

***Сравнительный анализ методов прогноза устойчивости склона участка берега
Химкинского водохранилища***

Кулешов А.П.* (ФГБОУ ВО "Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, kyleshovap@mgri.ru), Ушаков А.С. (ГАУ МО «Мособлгосэкспертиза», ushakovi@inbox.ru), Петрова И.И. (ФГБОУ ВО "Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, 56irinapetrova47@mail.ru)

Аннотация

Актуальность работы обусловлена необходимостью анализа существующих способов расчета коэффициента устойчивости склона. В работе проанализированы три метода расчета с использованием современного математического аппарата, реализованного в программных комплексах: «PSK-98M5», «SCAD Office» и «Plaxis», приведен анализ по рациональной области использования каждого метода. Рекомендации по выбору методов расчета разработаны на основе анализа существующих способов расчета, сравнения их применительно к практическим вычислениям.

Целью данного исследования является сравнительный анализ методов расчета устойчивости склонов и прогнозный расчет склонов участка берега Химкинского водохранилища.

Предметом исследования является локальная литотехническая система, со своей областью влияния и сферой взаимодействия.

Ключевые слова

Прогноз устойчивости, коэффициент запаса, деформации и напряжения, метод конечных элементов, сравнительный анализ.

Теория

При большом разнообразии инженерно-геологических условий территории города Москвы нередко, при строительстве новых сооружений на неустойчивых грунтах, приходится прибегать к расчетам устойчивости склонов [1, 2].

В соответствии с указаниями пп. 4.2.11, 4.4.11 СП 11-105-97 часть 2 и п. 6.7.2.9 СП 47.13330.2016 для обеспечения прогнозов устойчивости склонов рекомендуется осуществлять расчеты различными методами в целях повышения надежности полученных результатов [3, 4 и др.].

Исследуемый объект расположен на левом берегу Химкинского водохранилища, на участке, предназначенном для строительства многоэтажной жилой застройки с культурно-оздоровительным центром по адресу: Московская область, городской округ Химки, микрорайон Левобережный, ул. Библиотечная.

В геоморфологическом отношении участок работ расположен в пределах пологонаклонной флювиогляциальной равнины, прорезанной руслом реки Химки, по долине которой сооружен канал имени Москвы.

По литологическому составу и физико-механическим свойствам грунтов в сфере взаимодействия выделено 5 инженерно-геологических элементов (ИГЭ) (рисунок 1).

Гидрогеологические условия представлены двумя водоносными горизонтами.

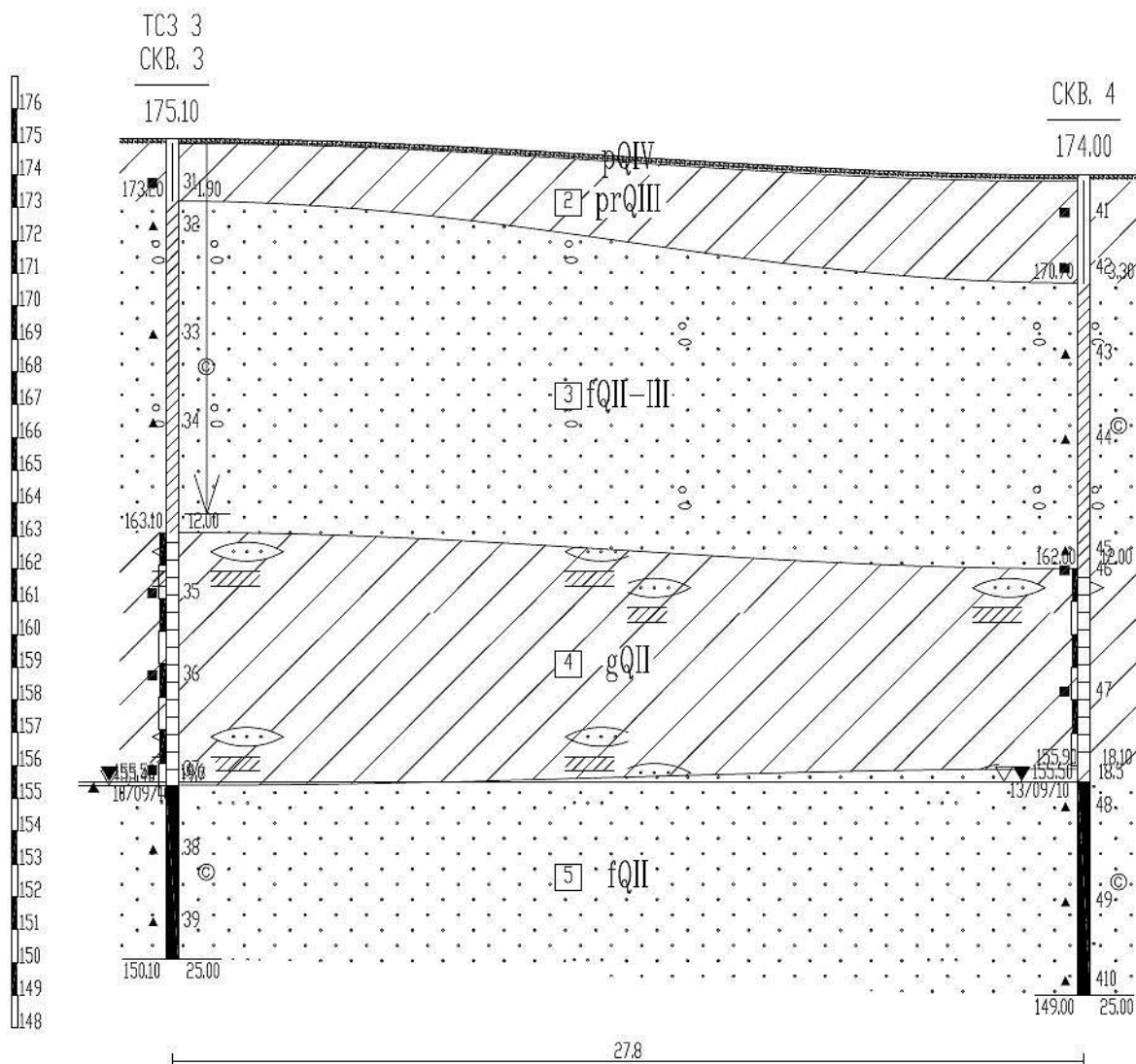


Рисунок 1. Инженерно-геологический разрез исследуемой площадки

Для отдельных наиболее характерных участков склонов была выполнена серия расчетов устойчивости. Расчеты выполнялись тремя программными комплексами: «PSK-98M5», разработанный НПП «Сингеос»; «SCAD Office» и «Plaxis» [5].

Коэффициенты запаса устойчивости, полученные в программном комплексе «SCAD Office»: по методу Феллениуса, Бишопа и «Корпуса инженеров № 1» представлены в таблице 1 и на рисунке 2, «Plaxis» - на рисунке 3, «PSK-98M5» – в таблице 2.

Таблица 1.
Коэффициент запаса устойчивости, полученный по «SCAD Office»

Метод расчета	Метод Феллениуса	Метод Бишопа	Метод «Корпуса инженеров № 1»
Линия расчета			
Линия 3-3а	12,2	12,3	12,1

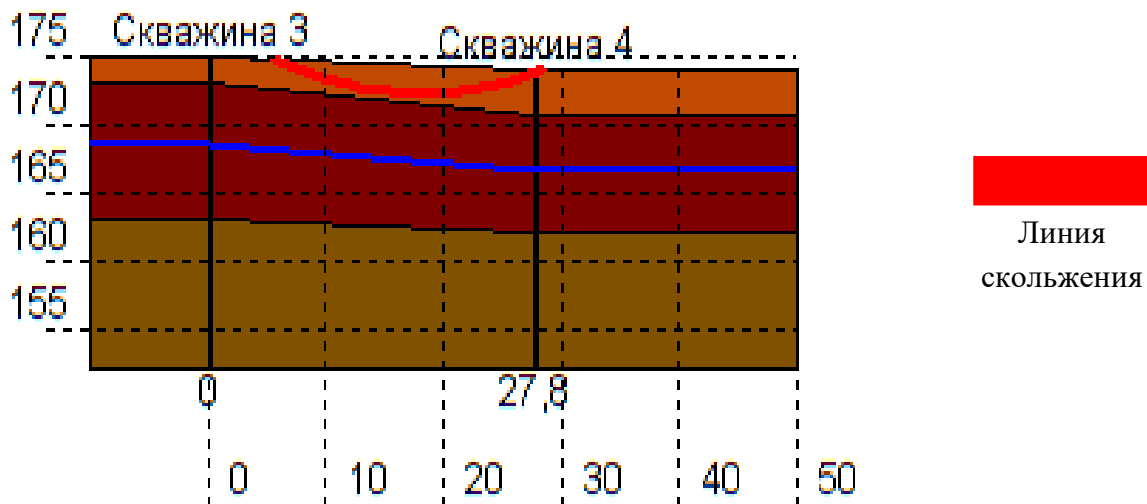


Рисунок 2. Предполагаемая линия скольжения, полученная по «SCAD Office»

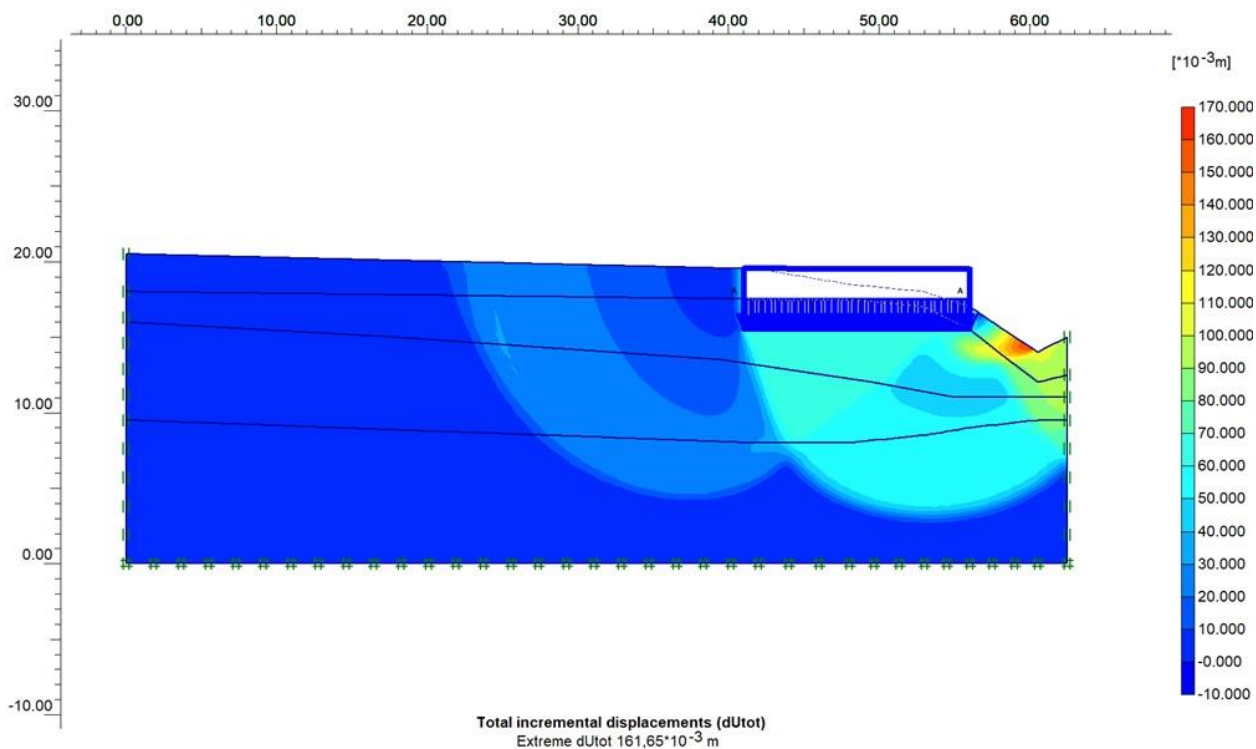


Рисунок 3. Развитие деформаций в грунте по расчетному сечению

Результат расчета устойчивости склона по «PSK-98M5»

Отметка по оси X, м	Высотная отметка поверхности скольжения, м	Мощность оползневого тела, м	Вес блока, Т _c	Нормальная нагрузка, Т _c	Сдвигающее усилие, Т _c
34,0	175,7	0,02	0,0	0,0	0,0
36,0	173,9	1,73	5,4	4,1	0,3
38,0	172,8	2,83	8,9	7,8	3,6
40,0	172,0	3,57	12,1	11,8	6,3
42,0	171,3	4,16	14,3	13,9	8,9
44,0	170,8	4,38	15,6	15,5	10,9
46,0	170,3	4,48	16,0	16,2	12,0
48,0	170,0	4,46	15,9	16,4	12,2
50,0	169,8	4,26	15,4	16,0	11,5
52,0	169,7	3,94	14,5	15,1	10,0
54,0	169,5	3,91	14,0	13,2	9,7
56,0	169,4	3,85	14,2	14,7	8,4
58,0	169,4	2,61	12,2	12,7	6,5
60,0	170,5	0,14	5,4	7,9	0,0

Выводы

Для удобства анализа все значения, полученные в результате расчетов по трем программам, коэффициента устойчивости сведены в таблицу 3.

Коэффициент запаса устойчивости, полученный всеми методами, получился больше единицы, а это означает, что склон устойчив и никакого негативного влияния при нагрузках (на 1 м² плиты 30-35 т/м² и пригрузке 1,3 кг/см²) на сооружение оказывать не будет.

Как видно из результатов, программный комплекс «SCAD Office» дает завышенные результаты. Это связано с тем, что в данной программе геометрические параметры склона фактически никак не вводятся. Уклон рельефа создается только за счет ввода абсолютных отметок по скважинам. Поэтому коэффициенты устойчивости склона, полученные этой программой, являются не совсем достоверными.

Из оставшихся двух методов, наиболее приближенными к действительности являются результаты, полученные в программе «Plaxis», так как она разбивает введенную модель на огромное количество простых геометрических фигур и значения коэффициента устойчивости считаются в каждой узловой точке. Это обстоятельство существенно увеличивает точность расчета и намного приближает математическую модель к природным условиям.

Таблица 3.

Сравнительная таблица коэффициентов устойчивости склона.

Методы расчета устойчивости Расчетные сечения	Метод конечных элементов (программа «Plaxis»)	Метод круглоцилиндрической поверхности скольжения	
		Программа «SCAD Office»	Программа «PSK-98M5»
Сечение 3-3а	2,6	12,2	2,71

Библиография

1. Буфеев Ф.К., Фоменко И.К. Влияние методов расчёта и моделей распределения свойств грунтов на результаты количественной оценки устойчивости склонов // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 2016. - № 2. С. 33-38.
2. Сироткина О.Н., Тарабукин В.В., Фоменко И.К., Шубина Д.Д. Сравнительный анализ методов расчета устойчивости склона в объемной постановке задачи // Международный научно-исследовательский журнал. – 2020. – Т. 99. – № 9. — С. 55–62.
3. Пургина Д.В., Строкова Л.А., Кузеванов К.И. Моделирование гидрогеологических условий для обоснования противооползневых мероприятий на участке набережной реки Камы в городе Пермь // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2016. – Т. 327. – № 1. – С. 116–127.
4. Фоменко И. К., Зеркаль О. В. Оценка устойчивости склонов при инженерных изысканиях: нормативные требования и проблемы их выполнения // Инженерные изыскания. — 2016. — № 10-11. — С. 64–70.
5. Abramson, L.W, T.S. Lee, S. Sharma, and G. M. Boyce. Slope stability and stabilization methods. — New York, USA, John Wiley & sons, 2002 — 736 p.

***Основные факторы загрязняющих подземных вод междуречья Кызылсу и Пяндж
Докладчик Курбонов М.Д. (Российский государственный геологоразведочный
университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), Москва, Россия,
mirod.kurbanov@inbox.ru), соавтор Черепанский М.М. (Российский
государственный геологоразведочный университет имени Серго
Орджоникидзе (МГРИ), Москва, Россия, vodatch@mail.ru)***

Аннотация

Названы основные виды загрязнения подземных вод в районе исследований и определены пути их проникновения в грунтовые воды. Определены главные источники загрязнения подземных вод и приведены некоторые их характеристики.

Ключевые слова

Грунтовые воды, загрязнения, бактериальное загрязнение, химическое загрязнение, месторождения каменной соль, минерализация, сточные воды, орошения.

Теория

Вопрос обеспечения населения пресной водой надлежащего качества является одним из важных и актуальных вопросов на территории Республики Таджикистан, особенно в ее юго-западных регионах. К числу таких районов относится район Мир Сайид Алии Хамадони (до 12 февраля 2004 года – Московский район) Хатлонской области, расположенный в долине реки Кызылсу-Яхсу. Водообеспечение данного района, в основном, осуществляется за счет подземных источников и поверхностных вод. По мере роста населения, увеличения числа населенных пунктов и расширения площади орошаемых сельскохозяйственных земель в районе обостряется проблема дефицита пресной воды питьевого качества.

Данный дефицит связано с тем, что в большинстве территории района воды различным путем загрязнены и этот процесс продолжается в течение существования этого района (30-е годы прошлого века), а также нехватка водозаборы подземных вод.

Говоря о загрязнение, мы понимаем, любое ухудшение качества подземных и поверхностных вод, прямо или косвенно влияние водозаборов и других факторов производственной деятельности и бытовых условий населения, когда это ухудшение делает подземные воды полностью или частично непригодными по хозяйственному назначению.

На нашем исследуемом районе в основном встречаются бактериальное и химическое загрязнение.

В исследуемой площади грунтовые воды залегают в основном от 3-5 и более и это способствует проникновение бактерии в верхние части водоносного горизонта. Источниками бактериального загрязнения, так как район исследований является оросительный и водится скотоводство, а также отсутствуют канализационные сети, являются фекальные и хозяйственно бытовые воды, проникающие в грунтовые водоносные горизонты на участках, занятых полями фильтрации, выгребные ямы, скотные дворы и т.п.

Известно, что бактерии живут не так долго и это зависит от глубины их проникновение. Из-за отсутствия канализации, каждый житель выкапывает у себя во дворе выгребной ямы глубиной 3-5 и более метров, для захоронение своих отходов. Учитывая глубины уровень грунтовых вод, то можно смело сказать, что жизнь бактерии в грунтовые воды обновляются. А миграции микробов способствует водопроницаемые породы верхней части водоносный горизонт, супеси, пески, мелко и крупнообломочные породы. Это грозит опасность жители района, потому, что почти во всей территории для питьевой цели используют именно грунтовые воды.

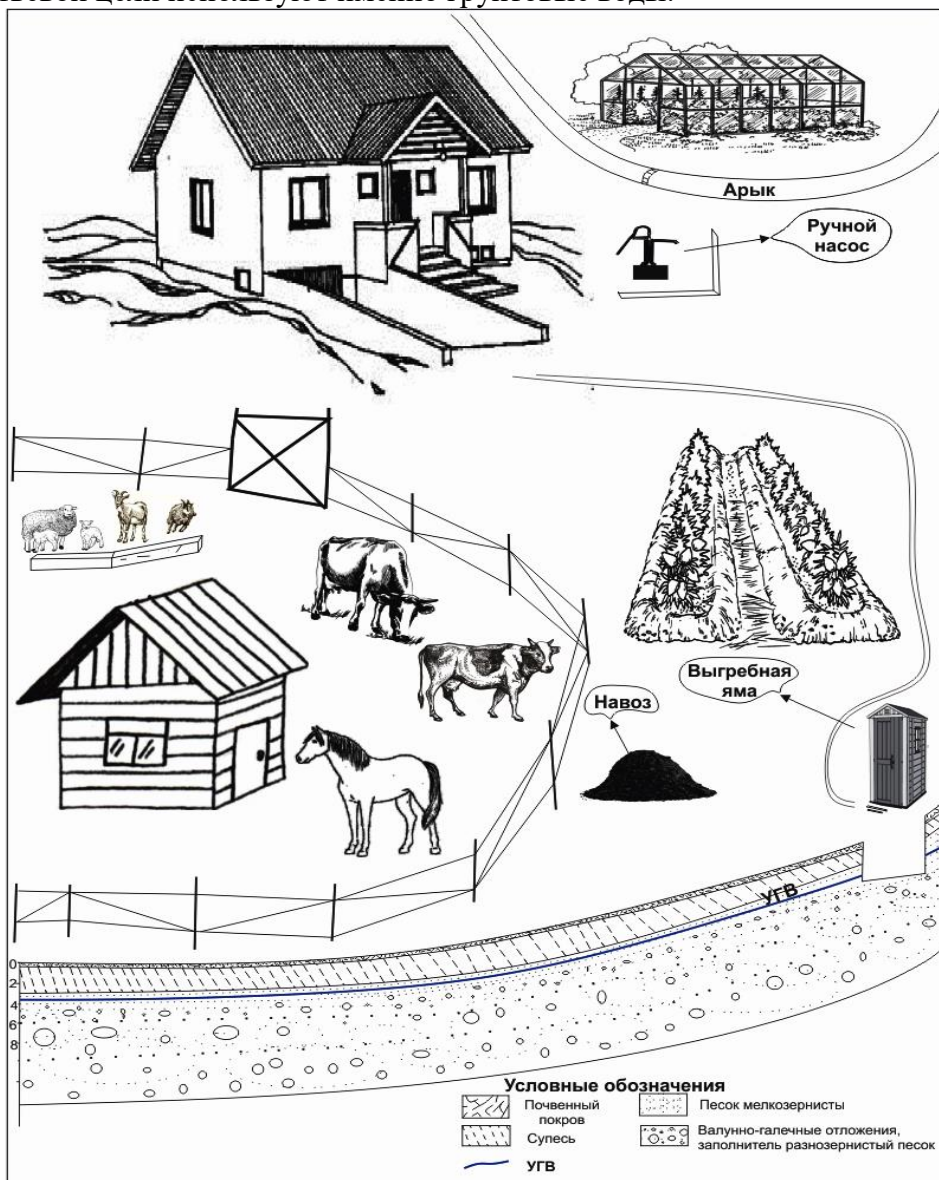


Рисунок 1. Схема типичного двора и литологический разрез (Курбонов М.Д.).

Во времена Советского Союза, советские ученые провели ряд исследований и были рассмотрены вопросы контроля за охраной подземных вод данной территории от истощения и загрязнения и в том числе были проведены бактериальные и химические анализы. Коли-титр на территории составляла в пределах 26-125 [8].

В настоящее время бактериологические анализы не проводятся, и мы можем говорить о загрязняемой грунтовых вод по физические свойства воды (запах, вкус, мутность и т.д.), откачиваемые ежедневно через ручные насосы.

Химическое загрязнение происходит за счет жидких стоков и твердых отходов различных промышленных предприятий такие как, химических, нефтехимических, нефтедобывающих, горнорудных, металлургических, целлюлозно-бумажных и многих других [4].

Как было выше отмечено, наиболее доступны для загрязнения грунтовые воды, в которые через зоны аэрации поступают сточные промышленные воды, а на сельскохозяйственных территориях вместе с атмосферными осадками и поливными водами, аэрозолями.

На площади исследований химическое загрязнение можно разделить на природные и техногенные.

Источник природной загрязнению является месторождение каменной соли Ходжа-Мумин. Нет сомнения, что попадают соленые воды в грунтовые воды со стороны месторождения. Также соленые воды попадая в реку Кызылсу (3 г/л) делают ее непригодными и возможно грунтовые водоносные горизонты в северо-западной части района питаются этими водами [1]. Для доказательства, всего выше написанного можно привести данные водозаборные скважины вблизи месторождений, а также в северо-западной части района и лично общении с населением живущие на этой территории, которые используют ручные насосы и лично автором проведенный анализ на некоторые физические свойства воды.

На данной территории минерализация воды значительно превышено. Например, водозабор (306-Д) находящиеся в колхозе Дружбы показывает минерализацию 51 г/л или в водозаборе (17) находящиеся на юго-западной окраине кишлака Гулистан минерализация составит 19,7 г/л. Скважин (183) находящиеся в 2.9 км на юго-западе от кишлака Гулабад показывает минерализацию 27.5 г/л. Также скважина (132п) находящиеся в колхозе им. Ленина участке Энгельса составляет минерализацию 10.9 г/л [3]. Население живущие в долине реки Кызылсу в юго-западные части района воду добывают ручными насосами из глубины 5,0 и выше метров, исключительно соленые воды.

Техногенные загрязнение встречаются почти по всей площади работ. Так, как район исследований является сельскохозяйственным, а также менее промышленным.

Неимоверные количества сточных вод попадают на различные рода пруды-отстойники, шламовые пруды, пруды накопители и пруду испарители, хвостохранилища, золоотвалы и т.д. Фильтрация сточных вод через дно и стенки этих хранилищ может привести к образованию очагов загрязнения в подземных водах. Такие пруды встречаются на территории района многочисленно на площади разных предприятий (нефтедобывающих, добывающих поваренной соль, добывающих строительные материалы и т.д.). Огромное количество вод подается на поля фильтрации, на орошаемые территории или просто выливается на дневную поверхность без должной очистки. В дальнейшем вследствие сточные воды скапливаются в понижениях рельефа и фильтруются в подземные воды. В районе исследований отсутствуют любые очистные

сооружения или не проводится никакие мероприятия по очистке сточных вод и часто эти воды становятся источниками загрязнения подземных вод.

Кроме сточных вод, некоторые часть загрязняющих веществ поступает в подземные воды с инфильтрующимися атмосферными осадками, выпадающими на площадях скопления твердых отходов, на загрязненной участке и вблизи различных промышленных предприятий, отмечается в участки солевых вывалов, места хранения нефтепродуктов, сырья и готовой продукции химических производств, на сельскохозяйственных полях, где используются удобрения и ядохимикаты.

Особое значение на исследуемой районе имеют загрязнение подземных вод сточными водами на сельскохозяйственные поля. Потому, что каждый год с марта по октябрь почти вся территория района занята орошению и для хорошего урожая, используют несколько тонн различных ядохимикатов. На территории поля построены различные по размеру коллекторно-дренажные сети и водоемы, которые собирают сточные воды в полях орошении и часто уровень воды в сети выравнивается с уровень грунтовых вод и возможно загрязняют последних. Также эти воды попадают в реки и загрязняя их.

Выводы

Специальные химические и бактериологические анализы проведена еще не было до сих пор, именно на сточные воды и не охарактеризованы. Лишь, на некоторые скважины были проведены анализы воды на вредные компоненты, тяжелые металлы и фенолы. Отобранные за период с 1970 по 1974 г.г., также за период 1989-1991 г.г. С помощью имеющиеся информации, будем создать схему районирования участков распространения загрязненных вод и разработать мероприятия по охране подземных вод исследуемого района.

Библиография

1. Антонов Ю.И., Антонова И.А., Денисова М.А., Заикина Л.В., Русакова Р.Р., Калесник Н.И. Отчет по теме «Гидрогеологическое районирование орошаемых земель Юго-Западного Таджикистана для целей применения вертикального дренажа». Душанбе, 1966.
2. Гидрогеология СССР, том 41 «Таджикская ССР». М.: «Недра», 1972.
3. Каталог скважины. Фонд ЮГГЭ Таджикистан, 2017.
4. Максимов В.М. «Справочное руководства гидрогеолога». Л., «Недра», 1979.
5. Минкин Е.Л. «Исследования и прогнозные расчеты для охраны подземных вод». «Недра», 1972.
6. Отчет изучения базового проектирования по улучшению обеспечения питьевой водой населения района Хамадони Хатлонской области Республики Таджикистан. Декабрь, 2007.
7. Разыков Х., Наимов С. Отчет о результатах работ отряда по контролю за охраной подземных вод за период с 1969 по 1973 г.г. на территории Южно-Таджикской депрессии. Пос. Разведчик, 1974.

Оценка инженерно-геологических условия участка предполагаемого строительства Хамышкинской малой ГЭС на реке Белая в республике Адыгея

Малярова М. В.* (МГРИ, marmal20@yandex.ru), Невечеря В.В. (МГРИ, nevecheryavv@mgri.ru)

Аннотация

В данной статье производится анализ инженерно-геологических условий территории, на которой предполагается строительство малой гидроэлектрической станции на участке реки Белая между населенными пунктами Никель и Хамышки в республике Адыгея. Рассмотрены некоторые особенности современных геологических процессов в районе работ.

Ключевые слова

Гидроэлектростанции, инженерно-геологические условия, современные геологические процессы.

Теория

На сегодняшний день электроэнергетика является базовой инфраструктурной отраслью Российской Федерации. При этом около 60% генерирующих мощностей приходится на тепловые электростанции, что не может не сказаться на запасах углеводородного топлива и объемах загрязняющих выбросов в атмосферу, поэтому сегодня особенно актуально получение электроэнергии на основе возобновляемых источников энергии, одним из которых является энергия рек.

Сегодня проектирование и строительство гидро-электростанций (ГЭС) крупной мощности в стране практически не ведется. Это связано как с экономическими, так и с экологическими факторами. Помимо этого, возможности строительства больших ГЭС на территории Европейской части страны уже совсем себя исчерпали. Малая гидроэнергетика рассматривается как одно из перспективных направлений обеспечения страны электроэнергией.

Площадка строительства Хамышкинской малой гидроэлектрической станции располагается на территории (МГЭС) Майкопского района Республики Адыгея

Энергосистема система Майкопского района слаборазвита, отчасти это связано с низкой плотностью населения – 13,3 % от общей численности населения Республики Адыгея. Энергосистема Республики Адыгея входит в состав энергосистемы Краснодарского края и Республики Адыгея. Энерго система Краснодарского края и Республики Адыгея является дефицитной.

Непосредственно площадка строительства полностью расположена в границах особо охраняемой природной территории регионального значения «Гранитное ущелье».

В «Схеме энергетического использования р. Белой», разработанной Гидропроектом в 1975 г., предлагалось сооружение на реке каскада из 5 ГЭС общей установленной мощностью 440 МВт с регулирующим Хамышкинским водохранилищем

на верхней ступени каскада. В качестве первоочередного объекта рассматривалась Хамышкинская ГЭС.

Высокая стоимость гидроузлов и затопление села Хамышки и Даховская не позволили осуществить этот проект.

Климат на территории района умеренный и влажный. Большое влияние оказывает близость Чёрного моря, и переходное положение от умеренного к субтропическому климату. Отличается мягкой зимой в предгорьях, повышенной увлажненностью и большим количеством ясных безоблачных дней. Среднегодовая температура воздуха за многолетний период наблюдений по метеостанции Майкоп составляет 11,0°C. Среднемесячная температура самого холодного месяца, января – минус 0,8°C, самого тёплого, июля – 22,4°C. Абсолютный максимум температуры воздуха 41°C, абсолютный минимум - минус 34°C.

Среднегодовое количество осадков 770 мм. В теплый период года, с апреля по октябрь, выпадает 489 мм осадков (64 % от годового), в течение холодного периода, с ноября по март – 281 мм (36 %). Суммы осадков год от года могут значительно отклоняться от среднего значения.

Гидросеть района достаточно разветвленная и принадлежит бассейну р. Кубань. Река Белая, которая берет свое начало на Главном хребте Большого Кавказа, спускаясь в северо-западном направлении, общей протяженностью 273 км, и впадает в Краснодарское водохранилище. В верхнем течении проявляет себя как типичная горная река, пробираясь сквозь каньонные участки, в одном из которых предполагается разместить Хамышкинскую МГЭС, постепенно приобретает равнинный характер в низовье. Длина реки 273 км, площадь водосбора — 5990 км². Питание смешанное — ледниковое, снеговое, дождевое.

Долина р. Белая пересекает северное крыло мегантиклинория Большого Кавказа, а ее истоки находятся в осевой части этой тектонической структуры. Большая часть долины находится в области развития ниже- и среднеюрских терригенных отложений флишевой формации, среди которых выступают ядра горст-антиклиналей, сложенные метаморфическими и изверженными породами протерозойского и палеозойского возраста.

Четвертичные породы на обследуемом участке представлены, главным образом, аллювиальными образованиями (*aH*), распространенными в пойменной части р. Белая, склоновыми накоплениями пролювиального (*pH*) генезиса и коллювиальными отложениями крутосклонных массивов (*cH*).

Геологические комплексы коренной основы представлены породами юрской (*J*) и палеозойской (*PZ*) систем, которые узкой полосой, расчленяют верхнепротерозойские (*PR*) метаморфиты. Фрагмент карты представлен на рисунке 1.

Основной массив гранитов относится к зоне слабого изменения пород и относительно сохранным породам и характеризуется скоростями распространения продольных волн 5000-5200 м/с. Физические характеристики гранитоидов следующие: предел прочности на одноосное сжатие в водонасыщенном состоянии 16,6-71,5 МПа, плотность 2,54-2,70 г/см³, пористость 0,37-4,5 % (в среднем 2,7 %), водопоглощение

0,33-18,5 % (в среднем 2 %), коэффициенты фильтрации в зоне разгрузки в зависимости от трещиноватости характеризуются значениями от 0,046 до 3,18 м/сут.

На рассматриваемом участке распространены подземные воды, содержащиеся в четвертичных отложениях различного генезиса и возраста, а также в отложениях среднеюрского возраста и в интрузивных и метаморфических образованиях верхнего протерозоя и верхнего палеозоя.

Согласно комплекту карт сейсмического районирования ОСР-2016 (СП 14.13330.2018) нормативная сейсмичность района планируемого размещения гидротехнических сооружений Хамышкинской МГЭС по карте **А** (при повторяемости воздействия один раз в 500 лет) и **В** (при повторяемости воздействия один раз в 1000 лет) составляет 8 баллов, по карте **С** (при повторяемости воздействия один раз в 5000 лет) составляет 9 баллов.

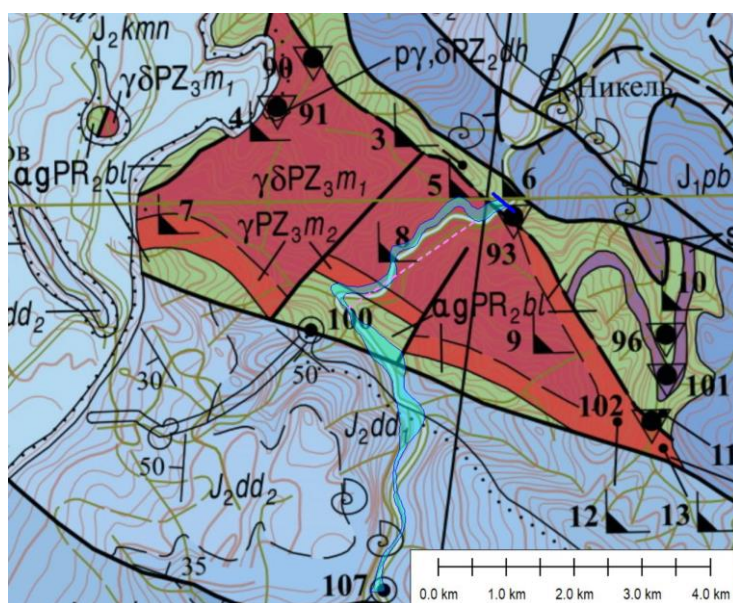


Рисунок 1. Геологическое строение участка основных сооружений Хамышкинской МГЭС и зоны водохранилища (фрагмент карты масштаба 1:200000).

Склоновые процессы в пределах гранитного ущелья, проявлены в виде обвалов и в меньшей степени осыпей, в зоне водохранилища, где на одном участке выявлены незначительные по объему оползни.

По литературным данным в верховьях бассейна р. Мутный Тепляк – одного из притоков реки Белой, во 2-й половине декабря 2011 г., произошел крупномасштабный оползень, трансформировавшегося в селевой поток, что привело к катастрофическому ухудшению свойств речных вод. В частности, значительному повышению мутности и увеличению содержания твердых фракций в воде. Это привело к нарушению централизованного водоснабжения населённых пунктов Республики Адыгея вплоть до г. Майкопа».

Оползневые явления на этом участке будут неизбежно оказывать существенное влияние на русловые процессы в долине р. Белой и в дальнейшем, и должны учитываться при проектировании гидротехнических сооружений.

Своеобразная морфология долины р. Белой с чередованием расширенных и резко суженных, иногда до нескольких метров, участков русла, обусловила особенности развития русловых процессов, среди которых можно выделить донную и боковую эрозию, а также перенос, накопление и размыв аллювиальных отложений.

Характерной особенностью русловых процессов, тесно связанной с гранулометрическим составом аллювиальных отложений, транспортируемых рекой, является чередование порожистых участков, не связанных с обвалами с бортов каньона, и расположенных выше по течению сравнительно глубоководных «плесов», нередко в суженных участках каньона. Причиной такого чередования является то, что как только русло реки выходит из суженного участка в расширение, скорость и, соответственно, транспортирующая способность потока падает, более крупная фракция аллювия начинает откладываться в расширении, создавая валунно-галечную косу, которая и подпирает русло в вышележащем участке каньона.

Выводы

После строительства гидроузла в хвостовой части водохранилища неизбежно произойдет аналогичное явление, когда на входе реки в водохранилище с более-менее постоянным уровнем произойдет падение скорости и транспортирующей способности потока и крупногалечный и валунный аллювий, который сейчас в паводковый период уносится вниз по течению, начнет откладываться в хвостовой части водохранилища. Более мелкие фракции будут аккумулироваться в более глубокой части водохранилища. Неизбежное отложение крупной гальки и валунов на входе в водохранилище приведет к формированию нового, более высокого продольного профиля реки Белая, что, со временем может привести к подтоплению нижней части с. Хамышки.

После наполнения водохранилища будет развиваться процесс переработки берегов, сложенных дисперсными грунтами четвертичного возраста, а также в меньшей степени на участках распространения толщи среднеюрских отложений, представленных переслаиванием алевролитов, аргиллитов и песчаников.

Резюмируя выше сказанное можно сделать вывод, что существующие на участке предстоящих работ инженерно-геологические условия могут значительно осложнить процесс строительства и последующую эксплуатацию гидроузла. Сложные условия для проведения инженерно-геологических изысканий в целом приведет к удлинению сроков и удорожанию строительства.

Библиография

1. Акционерное общество «Московский областной институт «Гидропроект» Методика проведения предпроектного обследования перспективных площадок малых ГЭС, г. Дедовск, 2020г.
2. Научно-технический отчет по этапу 1: «Проведение предпроектного обследования перспективной площадки пилотной малой ГЭС-Хамышкинская МГЭС на реке Белая», АО «Мособлгидропроект», г.Дедовск, 2020г.

Структура и научные направления современной инженерной геологии
Мамедова С.А. *(*Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, tamedova.sevil2000@yandex.ru*), **Гулиев Э. Г.**
(*Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, wwwelman416@gmail.com*)

Аннотация

В этом тезисе будут рассмотрены понятие о структуре инженерной геологии, о грунтоведении, инженерной геодинамике и о инженерной геологии небесных тел. Цель – обозначить принципиальные позиции по структуре этой науки и её важнейших научных направлениях.

Ключевые слова

Структура инженерной геологии; Грунтоведение; Инженерная геодинамика; Инженерная геология небесных тел.

Теория

Структура инженерной геологии в отношении ее научных направлений сложилась исторически и рассматривается как состоящая из нескольких подсистем. Из определения инженерной геологии вытекают три основных научных направления этой науки: грунтоведение (грунты и грунтовые толщи, составляющие верхние горизонты земной коры), инженерная геодинамика (динамика верхних горизонтов земной коры) и региональная инженерная геология (региональные особенности верхних горизонтов земной коры) (*Рисунок 4*). Каждое из этих научных направлений представляет собой определенную систему научных инженерно-геологических понятий и знаний, характеризующихся своими предметом и объектом исследования.

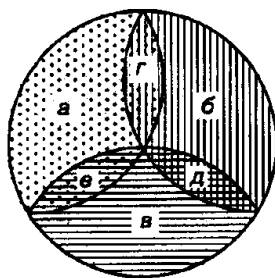


Рисунок 4. Структура современной инженерной геологии и ее научных направлений и разделов (традиционная). Обозначения: 1 – грунтоведение, 2 – инженерная геодинамика, 3 – региональная инженерная геология; а – е – разделы: а – общее грунтоведение, б – общая инженерная геодинамика, в – общая региональная инженерная геология, г – геодинамическое грунтоведение, д – региональная инженерная геодинамика, е – региональное грунтоведение

Грунтоведение – наука о грунтах. При этом под грунтом понимают любые горные породы, почвы, осадки и антропогенные породоподобные геологические образования, рассматриваемые как многокомпонентные динамичные системы, которые исследуются в связи с планируемой, осуществляемой или осуществленной инженерной деятельностью человека.[1,2] По составу это минеральная, минерально-органическая

или органо- минеральная, многофазная и многокомпонентная система, включающая твердые, жидкие и газообразные компоненты, а также биотическую (живую) составляющую. *Объект изучения грунтоведения* – грунты, а *предмет исследования* – знания о грунтах, их составе, состоянии, строении и свойствах, закономерностях их формирования и пространственно-временного изменения.

Инженерная геодинамика – второе научное направление инженерной геологии, изучающее механизм, динамику, закономерности и прогноз формирования природных и антропогенных геологических (инженерно- геологических) процессов в верхних горизонтах земной коры (литосферы) в связи с осуществленной, текущей или планируемой инженерно-хозяйственной деятельностью человека.

Объект изучения инженерной геодинамики – верхние горизонты земной коры, т.е. такой же, как и у других разделов инженерной геологии

Исходя из вышеизложенного *предмет исследований инженерной геодинамики* – знания о механизме, динамике, локальных закономерностях формирования геологических и инженерно-геологических процессов в верхних горизонтах земной коры [3, 4].

Инженерная геология небесных тел – самостоятельное научное направление инженерной геологии, изучающее инженерно-геологические условия в верхних горизонтах небесных тел, закономерности их формирования и пространственно-временного изменения под воздействием природных и техногенных процессов в связи с освоением этих небесных тел. В 1970-е гг. XX в. возникло лунное грунтоведение, в последние десятилетия – грунтоведение Марса, и число работ по этим направлениям все более и более увеличивается.

Объект исследования инженерной геологии небесных тел – верхние горизонты грунтовых толщ этих небесных тел, изучаемые в связи с их освоением и инженерной деятельностью человека.

Предмет изучения инженерной геологии небесных тел – знания о морфологии, закономерностях формирования и пространственно-временном изменении верхних горизонтов грунтовых толщ небесных тел в связи с их освоением и инженерной деятельностью человека.

Инженерная геология небесных тел базируется на всех трех традиционных направлениях инженерной геологии Земли (грунтоведении, инженерной геодинамике), но ориентированных не на изучение инженерно-геологических условий Земли, а на изучение инженерно-геологических условий различных небесных тел, прежде всего Луны, Марса, Венеры и др.

В этой связи не менее важен и вопрос об *общей теории инженерной геологии*, которая должна в комплексе отражать все отмеченные выше ее основные научные направления, объединять общие теории этих направлений [5].

При этом при этом подчеркнем, что общая теория инженерной геологии – система (логическая совокупность) собственной понятийной базы, закономерностей и законов, основных и вспомогательных теорий, представляющая единое учение, инженерной

геологии, обладающая описательной, объяснительной, эвристической и предсказательной (прогнозной) функциями.

Выводы

Таким образом, представленный материал раскрывает структуру и содержание современной инженерной геологии, ее онтологическую базу.

Тем не менее, в последнее время вновь и вновь высказываются соображения о том, что инженерная геология в будущем трансформируется в геоэкологию, или что в составе инженерной геологии формируется новое направление – геоэкология или, по другой версии – экологическая геология.

Библиография

1. Бондарик Г.К., Ярг Л.А. Инженерная геология. Вопросы теории и практики. Философские и методологические основы геологии: учеб. пособие. М.: КДУ, 2015. 296 с.
2. В.Т. Трофимов, В.А. Королев, Е.А. Вознесенский, Г.А. Голодковская, Ю.К. Васильчук, Р.С. Зиангиров / Грунтоведение под ред. В.Т. Трофимова. М.: Изд-во Московского университета, 2005. 1024 с.
3. Королев В.А., Трофимов В.Т. Инженерная геология: история, методология и номологические основы. М.: КДУ, 2016. 292 с.
4. Трофимов В.Т. Содержание, структура и задачи инженерной геологии. Статья 2 // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. 1997. № 2. С. 3–12.
5. Трофимов В.Т., Королев В.А. О логической структуре и содержании общей теории инженерной геологии и ее научных направлений // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. 2019. № 4. С. 70–77.

Изучение физико-механических свойств мерзлых грунтов в цикле оттаивания-замораживания

Махота Р.В. (АО «НИЦ «Строительство», МГРИ-РГГУ им. Серго Орджоникидзе, makhota_roman@outlook.com)*

Аннотация

В статье рассматривается изменение прочностных характеристик мерзлых грунтов после цикла оттаивания-промерзания в зависимости от температуры. Значения предельно длительного эквивалентного сцепления C_{eq} получены испытанием грунта методом шарикового штампа, R_{af} – методом одноплоскостного среза по поверхности смерзания. Исследования проводились на ряде грунтов различного гранулометрического состава. В результате проведенных испытаний проанализировано изменение физико-механических свойств повторно замороженных грунтов в ряду песок-супесь-суглинок-глина.

Ключевые слова

Многолетнемерзлый грунт, оттаивание, замораживание, механические свойства грунтов, прочностные свойства, эквивалентное сцепление, сопротивление срезу по поверхности смерзания

Теория

Одной из главных особенностей, которые отличают строительство в зоне распространения многолетнемерзлых грунтов от обычного строительства, является резко изменяющиеся физико-механические характеристики грунта при изменении температуры и переходе грунта из талого состояния в мерзлое или наоборот. Вследствие нарушения режима эксплуатации сооружения, ошибочного теплотехнического расчета или увеличения среднегодовой температуры воздуха возможно повышение температуры многолетнемерзлых грунтов в основании сооружения, увеличение мощности сезонно-талого слоя, и, как следствие, снижение несущей способности грунтов. На данный момент снижение негативного влияния подобных процессов ведется с помощью установки сезонно-охлаждающих устройств (СОУ) [1]. Действие СОУ основано на поддержании грунтов в мерзлом состоянии при неблагоприятных внешних условиях. Однако достоверно неизвестно, какое влияние на физико-механические свойства имеет такой сложный процесс как оттаивание и повторное замораживание грунта.

Изучение процесса в лабораторных условиях началось с разработки методики испытаний. Целью исследований была оценка влияния оттаивания и повторного замораживания на механические свойства грунтов. Поскольку в основном расчет оснований ведется по несущей способности, то было принято решение исследовать прочностные характеристики. Задача исследований - получение таких характеристик механических свойств грунта, как сопротивление срезу мерзлого грунта по поверхности смерзания и эквивалентное сцепление.

Для исследований мерзлых грунтов методом одноплоскостного среза по поверхности смерзания (материал фундамента – сталь марки 09Г2С) был выбран песок пылеватый и суглинок легкий. В свою очередь для исследования методом шарикового штампа выбраны грунты песок пылеватый, супесь легкая, суглинок легкий, глина легкая.

Данный выбор типов грунтов был обусловлен возможностью сравнения полученных характеристик с таблицами Приложения В СП 25.13330.2012 [1]. Задача сравнения – корректировка существующих таблиц. Испытания проводились при температурах -1, -2,5 и -6 °С, чтобы затронуть наиболее распространенный спектр температур многолетнемерзлых грунтов. Каждый тип грунта был испытан при двух значениях льдистости $i < 0,2$ и $i \geq 0,2$.

Испытания проводились на грунтовых пастах. Образцы готовились из воздушно-сухого грунта с заданными значениями влажности и плотности [2]. Замораживание грунтов выполнялось 24 часа при температуре -20 °С, чтобы минимизировать перераспределение влаги по образцу во время замораживания. Половина из подготовленных образцов была испытана после замораживания. Вторая половина сначала оттаивала при температуре +18 °С, затем повторно замораживалась при температуре -20 °С в течение 24 часов. После повторного замораживания проводились испытания со второй половиной образцов. Непосредственно перед испытанием повторно замороженные и мерзлые образцы помещаются в морозильную камеру при температуре испытаний на 24 часа. Для испытаний методом шарикового штампа были использованы одноштоковые приборы конструкции Цытовича Н.А. и прибор ПРС конструкции Садовского А.В. НИИОСП им. Н.М. Герсеванова для одноплоскостного среза мерзлых грунтов по поверхности смерзания [1].

Всего методом шарикового штампа было опробовано 4 типа грунта при двух параметрах льдистости при каждой температуре. Для каждого типа грунта при каждом значении льдистости было проведено 6 опытов для мерзлых и повторно замороженных образцов. Методом одноплоскостного среза по поверхности смерзания испытаны 2 типа грунта при двух параметрах льдистости при каждой температуре. В мерзлом и повторно замороженном состоянии испытано по 3 образца каждого типа грунта при каждом значении льдистости. Для данных, полученных в ходе исследований, была проведена статистическая обработка в соответствии с ГОСТ 20522-2012.

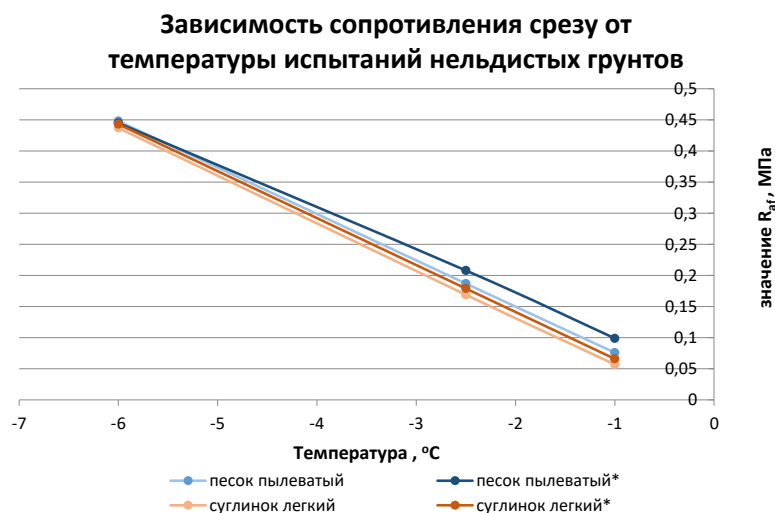


Рисунок 5. График зависимости значения сопротивления срезу по поверхности смерзания R_{af} нельдистых грунтов от температуры испытания, где * - повторно-замороженный грунт

По данным графика (Рисунок 1) можно установить, что в прочностных характеристиках повторно-замороженными и мерзлыми образцами песка и суглинка не существенна и составляет от 0,003 до 0,023 МПа.

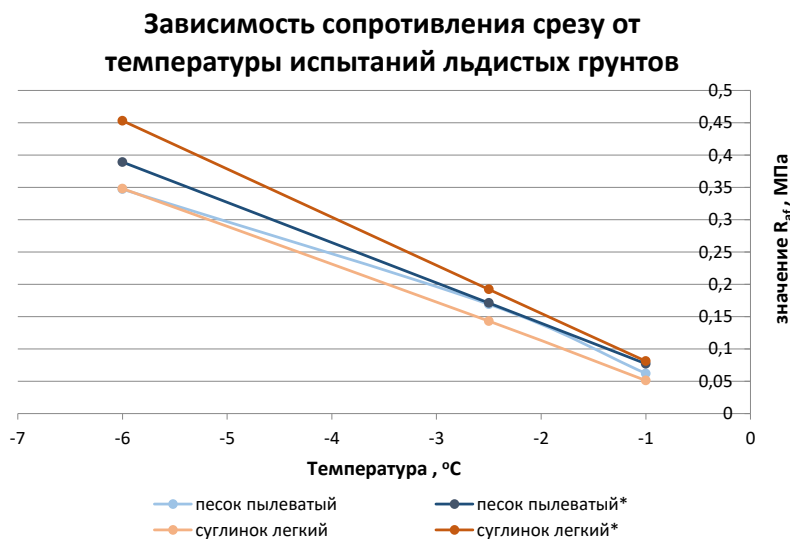


Рисунок 2. График зависимости значения сопротивления срезу по поверхности смерзания R_{af} льдистых грунтов от температуры испытания, где * - повторно-замороженный грунт

На графике (Рисунок 2) можно отметить, что после цикла оттаивания-замораживания значение сопротивления срезу у песка практически не изменилось, а значение сопротивление срезу у суглинка изменяется пропорционально понижению температуры испытаний.

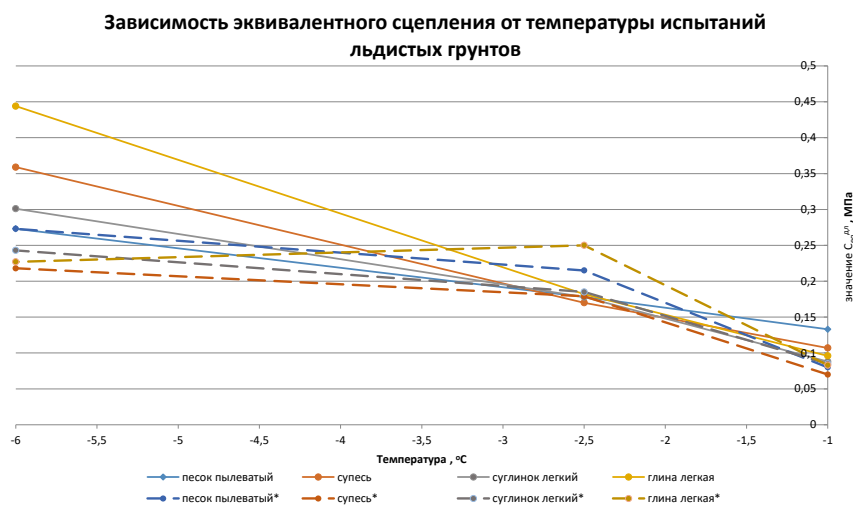


Рисунок 3. График зависимости значения сопротивления эквивалентного сцепления C_{eq} льдистых грунтов от температуры испытания, где * - повторно-замороженный грунт

По графику (Рисунок 3) прослеживается уменьшение значения эквивалентного сцепления после цикла оттаивания-замораживания у глинистых грунтов с понижением температуры. Это объясняется уплотнением образцов в верхней части образца и оттока влаги в верхнюю часть. У образцов песка пылеватого после цикла практически не изменились значения эквивалентного сцепления. Изменения значений эквивалентного сцепления нельдистых грунтов после цикла оттаивания-замерзания по сравнению с мерзлыми составило от 0,002 до 0,045 МПа.

Выводы

Испытания грунтов показали, что большинство значений характеристик сопротивления срезу и эквивалентного сцепления после статистической обработки полученных результатов находятся в пределах коэффициента вариации 0,3. Если опираться на пункт 5.5 [4], то можно сказать, что повторно-замороженный грунт и мерзлый грунт в большинстве случаев могут рассматриваться как один грунт, так как в рамках данного эксперимента при однократном цикле и несущественном изменении влажности (+3%) это подтверждается. Однако стоит отметить, что в реальных условиях какой-либо площадки на исходные результаты могут иметь влияние такие факторы, как засоленность грунтов, характер условий повышения температуры мерзлых грунтов (техногенный или природный), условия дренирования площадки. Каждый такой случай требует отдельного изучения и моделирования влияния факторов в лабораторных условиях

Библиография

1. СП 25.13330.2012 Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88
2. ГОСТ 25100-2011 Грунты. Классификация (с Поправками)
3. ГОСТ 12248-2010. Грунты. Методы лабораторного определения характеристик прочности и деформируемости
4. ГОСТ 20522-2012 Грунты. Методы статистической обработки результатов испытаний

Особенности инженерно-геологических изысканий в карстопасных районах на примере Пермского края

Музыка Д.С* (ОАО «Институт Гипростроймост», muzykdima@yandex.ru), Ярг Л.А. (МГРИ РГГРУ, liudmila.yarg@yandex.ru)

Аннотация

В данном докладе рассмотрены научные работы, внесшие вклад в изучение карстового процесса в Пермском крае, и методы изучения карста в ходе инженерно-геологических изысканий на объекте «Строительство автомобильной дороги Северный обход г. Перми».

По результатам инженерно-геологических изысканий на этом объекте было выполнено карстовое микрорайонирование по трассе объекта на основе анализа топографических карт масштаба 1:25000, статических космоснимков земли Google, Yandex, Bing Maps и ArcGIS Imagery, а также космоснимков портала Kosmosnimki.net. На основе результатов районирования сделан вывод о том, что следует установить 3 (сложную) геотехническую категорию сооружений.

Ключевые слова

Инженерно-геологические изыскания, линейные сооружения, карст, карстовый процесс, методика изучения карстового процесса, карстовое районирование.

Теория

Значительная часть территории Российской Федерации характеризуется распространением карстующихся пород. Активно развивающийся карстовый процесс, а как следствие и формы его проявления широко развиты в Пермском крае. Особенности инженерно-геологических изысканий в районах развития карстового процесса отражены на примере производства изысканий объекта «Строительство автомобильной дороги Северный обход г. Перми», в ходе которых были проанализированы материалы изучения карстового процесса в этом регионе, методы противодействия ему, на основе чего произведено карстологическое районирование трассы объекта.

Территория объекта строительства расположена в пределах Краснокамского, Добрянского и Пермского муниципальных районов. Климат изучаемой территории относится к умеренно холодному климатическому региону П4. Согласно климатическому районированию территория изысканий для строительства относится к подрайону IV (СП 131.133330.2012); ко II дорожно-климатической зоне (СП 34.13330.2012).

В региональном геоморфологическом плане исследуемая территория приурочена к восточной части Русской равнины. Район работ находится в пределах Верхнекамской депрессии, относящейся к Предуральской геоморфологической области. Основным рельефообразующим элементом является р. Кама. Абсолютная отметка уреза воды в месте проектирования мостового перехода составляет 103–109 м. Абсолютные отметки рельефа левобережной части района работ (Чусовская Стрелка) варьируют в пределах 140–215 м, правобережной – от 110 м в пойменных частях р. Камы и ее притоков до 230 м на водоразделах. Уклон территории направлен в сторону русла р. Камы.

Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов, для суглинков и глин составляет 1.70 м, для супесей и песков мелких – 2.07 м, для песков средней крупности и гравелистых – 2.22 м, крупнообломочных грунтов – 2.51 м.

Геолого-литологическое строение участка работ до глубины 150,0 м представлено отложениями четвертичной и пермской систем. Четвертичная система распространена преимущественно в русловой и правобережной части участка изысканий проектируемого моста на глубину до 48,0 м и представлена аллювиальными грунтами. Отложения пермской системы в русловой и левобережной части разреза вскрываются под грунтами аллювиальных четвертичных отложений, на левобережном крутом склоне вскрываются с поверхности. Пермская система, на участке изысканий, представлена грунтами уфимского (P1u) и кунгурского (P1k) ярусов. Уфимский ярус пермской системы представлен: суглинками тяжелыми от мягкопластичных до твердых, с прослоями глины твердой, трещиноватыми известняками и гипсами. Грунты кунгурского яруса, залегающие в подошве разреза, перекрыты грунтами уфимского яруса, представлены известняками, доломитами и ангидритами.

Гидрогеологические условия в районе проектируемого объекта характеризуются наличием верховодки, аллювиального и пермского водоносных комплексов.

В сфере взаимодействия проектируемых объектов с геологической средой основными процессами, способными оказывать негативное влияние являются карст, подтопление, морозное пучение, переработка берегов, карстово-суффозионные процессы, склоновые процессы.

В состав инженерно-геологических работ для предпроектной документации и каждой стадии проектирования должны входить маршрутные наблюдения с карстологическим обследованием местности и геофизические исследования, которые необходимо выполнять в сочетании с другими видами работ. В состав инженерно-геологической рекогносцировки обязательно должно входить маршрутное карстологическое обследование местности, рекомендуется максимально использовать возможности применения аэрокосмофотоматериалов и аэровизуальных наблюдений, при необходимости выполняется минимально требующийся объем буровых и других работ.

Одним из основных методов анализа карстового процесса является микрорайонирование. Под микрорайонированием закарстованной территории понимается дифференцирование ее на зоны и участки по ряду признаков, характеризующих степень и характер опасности карста для зданий и сооружений за расчетный срок их службы и непосредственно определяющих инженерно-планировочные решения в соответствующих проектах. [1]

Основой микрорайонирования на исследуемой территории стали работы по классификации и карстовому районированию Пермского края специалистов из Пермского университета – Назарова Н.Н., Бутыриной К.Г., Горбуновой К.А., Килина Ю.А. и Минькевича И.И., а также карты Карстовой опасности Института геоэкологии РАН и Пермского университета.

Инженерно-карстологическое районирование исследуемой территории проводилось согласно СП 11-105-97, ч. II (п. 5.2.11) [11] с учетом основных условий, степени и характера развития карста. В его основу положены:

- структурно-тектонические условия;
- геоморфологические и гидрологические условия;
- геолого-гидрогеологические условия.

В результате карстологического районирования выделили участок Чусовского мыса (0-1 км) с четырьмя подучастками по геоморфологическому признаку (рисунок 1), Полазненский участок (1-3 км) и Гайвинско-Хохловский участок (3-25 км).

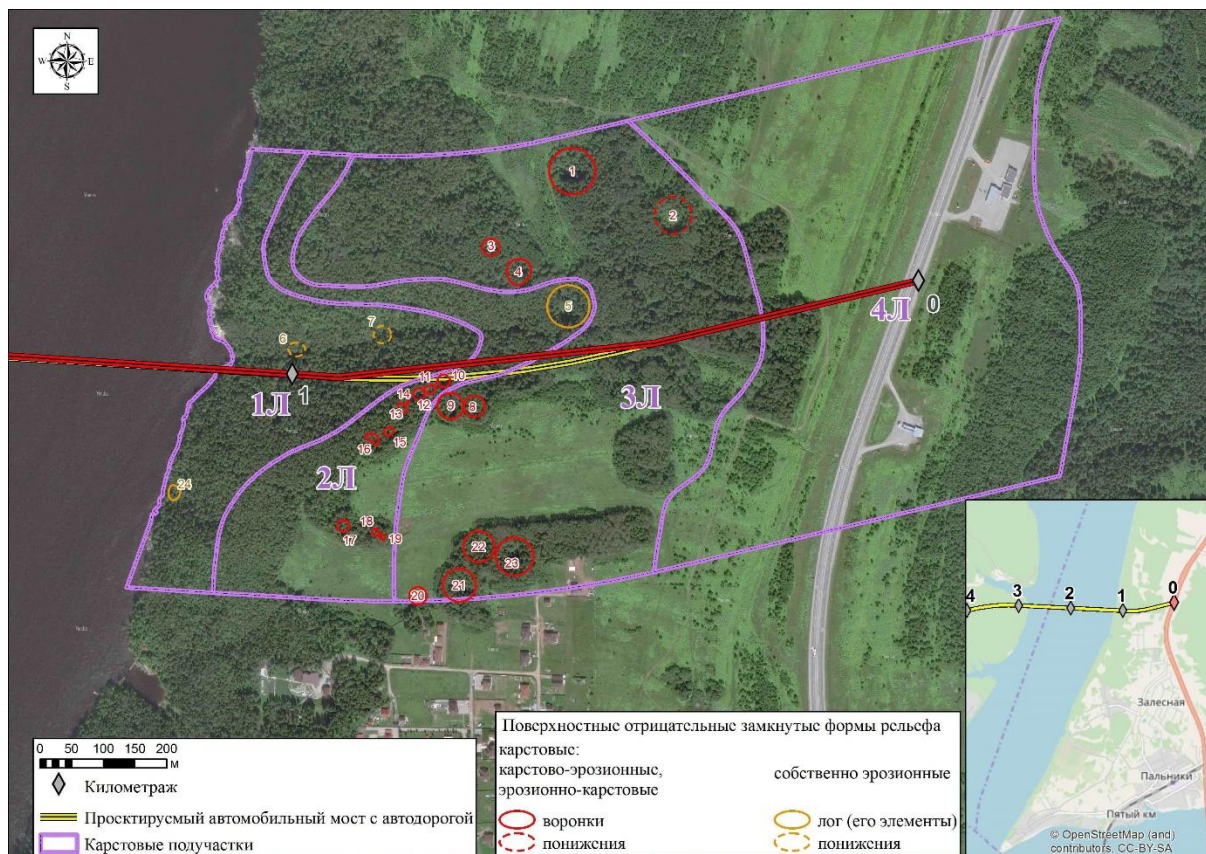


Рисунок 1. Предварительное карстологическое районирование территории прохождения трассы проектируемой автодороги в пределах участка Чусовского мыса.

Согласно п. 6.12.18 СП 22.13330.2016 [2] для установления категории опасности участка строительства объектов 3 (сложной) геотехнической категории в карстово-суффозионном отношении необходимо соответствие трех из четырех признаков в пределах каждой (одной) категории согласно требованиям таблицы 6.16 СП 22.13330.2016 [2]. Данные архивных гидрогеологических скважин, а также сведений из фондовых отчетов и литературных источников позволяют определить соответствие двух-трех признаков из четырех:

– *участок Чусовского мыса (км 0 – км 3)*. По наличию сведений о поверхностных и подземных карстопроявлениях, градиенту вертикальной фильтрации (широкое развитие в разрезе перекрывающей толщи песков и гравийно-галечниковых грунтов) участок относится к **опасной** категории в карстово-суффозионном отношении;

– *Гайвинско-Хохловский участок в окрестностях д. Скобелевка (км 3 – км 10)*. По наличию сведений о поверхностных карстопроявлениях, мощности водоупора, перекрывающего водорастворимые горные породы, и градиенту вертикальной

фильтрации (перекрывающая толща представлена суглинками и глинами) участок относится к **потенциально опасной** категории в карстово-суффозионном отношении;

– *Гайвинско-Хохловский участок в окрестностях р. Гайвы (км 10 – км 25)*. По наличию сведений о поверхностных карстопроявлениях, мощности водоупора, перекрывающего водорастворимые горные породы, и градиенту вертикальной фильтрации (перекрывающая толща представлена суглинками и глинами) участок относится к **потенциально опасной** категории в карстово-суффозионном отношении;

– *участок в окрестностях д. Новоселы и правобережье р. Ласьвы (км 25 – км 40)*. Принимая во внимание слабую изученность участка в целом, а также наличие в приповерхностной 50-метровой толще слоев и прослоев карбонатных карстующихся пород (известняков), перекрытых водоупорными глинами и полускальными породами разной мощности (от 2-3 до 20-40 м) участок следует предварительно отнести к **потенциально опасной** категории в карстово-суффозионном отношении.

На основе данных о мощности отложений, перекрывающих карстующуюся толщу в разрезе территории и наличия или отсутствия поверхностных карстопроявлений на земной поверхности, согласно п. 5.118 «Руководства по инженерно-геологическим изысканиям в районах развития карста» [3], предварительная оценка интенсивности образования карстовых провалов следующая: на правом берегу р. Камы – менее 0,01 шт./км²·год (V категория); на левом берегу р. Камы – 0,01–0,05 шт./км²·год (IV категория).

Выводы

Принимая во внимание повышенный и нормальный уровень ответственности проектируемых сооружений с учетом категории сложности инженерно-геологических условий района работ, следует установить 3 геотехническую категорию сооружений. Интенсивность образования карстовых провалов на правом берегу р. Камы – менее 0,01 шт./км²·год (V категория); на левом берегу р. Камы – 0,01–0,05 шт./км²·год (IV категория).

Библиография

1. Нещеткин О.Б., Сорокина В.Б., Толмачев В.В., Троицкий Г.М., Хоменко В.П., Чертыков Ю.Д. Рекомендации по использованию инженерно-геологической информации при выборе способов противокарстовой защиты. — М. ПНИИИС, «Стройиздат», 1987 г., 80 с.
2. СП 22.13330.2016 «Основания зданий и сооружений». М.: Стандартинформ, 2017 г.
3. Миронов Н.А., Саваренский И.А. Руководство по инженерно-геологическим изысканиям в районах развития карста. — ПНИИИС, Москва, 1995 г., 166 с.

*Оценка оползневой опасности Нурекского района Республики Таджикистана
Муминов Б.Х.* (Российский государственный геологоразведочный университет
имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), bahromzhon95@mail.ru),
Фоменко И.К. (Российский государственный геологоразведочный университет
имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), ifolga@gmail.com)*

Аннотация

В настоящее время, космические снимки позволяют не только выявить отдельные оползни, особенно в труднодоступных местах, но и определять участки, на которых оползневые процессы проявлялись, проявляются в настоящее время и могут проявляться в будущем. Формирование оползневой активности отмечаются по всей территории Нурекского района Республики Таджикистана. Оползневые явления на территории достаточно часто приводят к чрезвычайным ситуациям с большим материальным ущербом и даже человеческими жертвами. В работе на исследуемой территории выделяются оползневые участки и определяется поражённость территории оползневыми процессами.

Ключевые слова

Оползни, дешифрирование, космические снимки (КС), поражённость, ГИС-технологии.

Теория

Территория Таджикистана, как горной страны, подвержена воздействию многочисленных опасных геологических процессов, таких как землетрясения, оползни, обвалы, сели, наводнения, снежные лавины. В связи с дефицитом территорий, пригодных для жизни и деятельности населения (93% территории Таджикистана занимают горы, мало пригодные для проживания) очень остро стоит вопрос о рациональном использовании пригодных для проживания земель, о защите населения от опасных геологических процессов, о планировании и разработке защитных мероприятий, о планировании устойчивого экономического развития горных территорий.

За последние годы накоплен значительный материал по опасным геологическим процессам и явлениям, появились новые методы выявления и оценки степени их опасности, новое программное обеспечение, позволяющее проводить более глубокий анализ различных факторов, влияющих на развитие и проявление этих процессов.

Целью настоящей работы было составление карты распространения оползневых явлений на территории Нурекского района Республики Таджикистана на современном этапе. Для этой цели использовались как результаты предыдущих исследований (сделанные в советский период), так и результаты дешифрирования современных цветных космических снимков с разрешающей способностью 1м на пиксель. Появление космических снимков (КС) позволяет сделать картографирование рельефа более обоснованным и реальным, т.к. КС весьма информативны в отношении современной динамики рельефа, направленности и активности его преобразования. Высокая обзорность КС позволяет анализировать взаимоотношения различных типов рельефа на больших территориях, прослеживать типологические поверхности на значительных расстояниях. Все это позволяет более объективно и достовернее выделять формы

рельефа, образованные опасными геологическими процессами, чем при их рисовке по топографическим картам «вслепую».

Методика исследований включала следующие виды работ: анализ и обобщение тематических материалов опубликованной и фондовой литературы по проблеме изучения оползней, в Нурекском районе Республики Таджикистана; дешифрирование космических снимков и анализ цифровых моделей рельефа.

Это позволило установить закономерности распространения оползневых проявлений на исследуемой территории, определить приуроченность оползней к определенным геоморфологическим элементам: распознать границы оползневых тел и как следствие, оценить масштабность оползневых процессов. При дешифрировании использовались космические снимки с интернет сервиса Google Earth. Время съёмки КС находится в пределах от 2005 до 2012 гг. и, таким образом, информация, отражённая на карте, является актуальной.

Выявление зон развития оползневых явлений требует учёта многих факторов, участвующих в процессах развития и проявления оползней. Ввиду того, что картографирование оползней производилось по материалам космических съёмок, без обследования на местности, не проводилась какая-либо классификации оползней. Тем более, что для оценки опасности оползня не надо его классифицировать по типу. Тем не менее, для более правильного отражения ситуации с оползневой опасностью были использованы материалы предыдущих картосоставительских работ. Были использованы инженерно-геологические и геоморфологические карты, составленные при комплексных гидрогеологических и инженерно-геологических съёмках масштаба 1:200000, карты специализированных работ масштаба 1:500000. Результатом работ явилась карта поражённости оползневыми процессами территории Нурекского района (рис. 1).

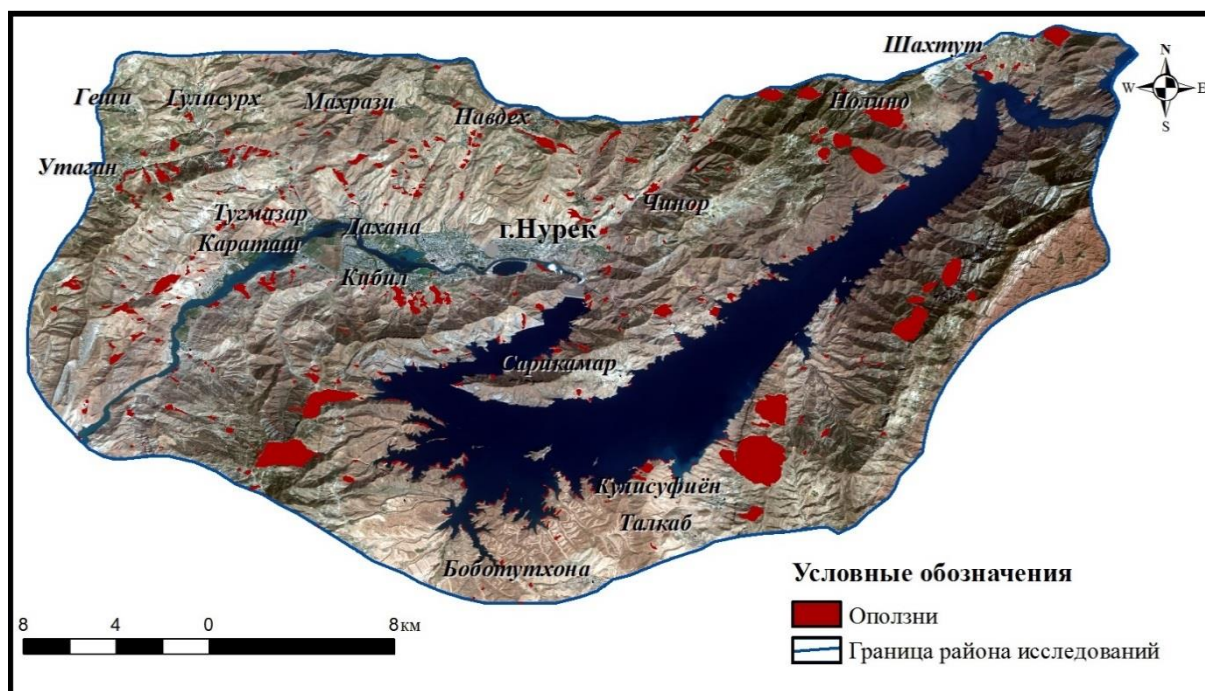


Рисунок 6 Карта поражённости оползневыми процессами территории Нурекского района

Все оползневые явления показаны площадными контурами. Это позволяет более объективно оценивать оползневую опасность территорий через коэффициент

оползневой поражённости. Ранее на аналогичных картах (Лим В.В., 1984, Петросян Г.О., 1971 и др.) мелкие оползни показывались немасштабными знаками, а районы распространения мелких оползней овальными контурами (без привязки их к рельефу), внутри которых указывалось количество оползней определённого типа. Такой подход не позволяет оценить территорию по степени оползневой опасности количественно, а только качественно, субъективно. Привязка всех выделенных оползневых явлений в географических координатах позволит в будущем пополнять базу данных новыми произошедшими оползнями и проводить обоснованное районирование по степени оползневой опасности.

В результате работ на исследуемой территории было выявлено 648 оползневых участков, а поражённость территории оползневыми процессами составила 2601 га. Очень крупные оползни составляют 315 га территории района. Количество крупных и средних оползней равно 7 и их площадь составляет 715 га. В основном, эти оползни распространены на обоих бортах водохранилища Нурекского ГЭС. По всей территории района распространены мелкие и очень мелкие оползни. Здесь наблюдается формирование 84 мелких оползней и их площадь составляет 945 га. Более 550 очень мелких оползней зафиксировано на этой территории общей площадью 626 га.

Некоторые мелкие оползни находятся в активном состоянии до сих пор. В 2005 году, в результате переувлажнения горных пород атмосферными осадками, сформировались мелкие оползни в селе Кибил (рис. 2).



Рисунок 7 Оползень в лёссах в с.Кибил, 2005г. (фото Н.Ицук, 2005г.).

Формирование оползневой активности отмечают по всей территории района Нурека. В данном участке (рис. 2) горы сложены лёссами и лёссовидными суглинками. Лёссы и лёссовидные суглинки здесь имеют широкое распространение, с которыми связаны многие сформировавшиеся оползни различного масштаба. Основная причина возникновения оползневых процессов на территории - переувлажнение пород

атмосферными осадками и появление Нурекского водохранилища. При подъеме уровня воды в водохранилище, лессовидные суглинки, слагающие берега, смачиваются, береговые уступы подвергаются абразионной переработке. В результате происходит обрушение и оползание береговых склонов на участках протяженностью в сотни метров.

Оползневые явления приводят к образованию весьма характерных форм мезо- и микрорельефа. Поэтому дешифрирование оползней велось преимущественно по их форме и рисунку фотоизображения. Формированные «свежие» оползни выделяются по четким формам рельефа, светлому, иногда почти белому фототону стенок срыва. Некоторые мелкие оползни находятся в активном состоянии до сих пор.

Анализ представленной карты позволяет определить участки проведения первоочередных полевых исследований, к которым могут быть отнесены, левый берег Нурекского водохранилища, так как здесь наблюдаются крупные и средние оползни, которые расположены близко к водохранилищу. А также, оползни, которые расположены рядом с селом Кибил.

Выводы

Впервые для территории Таджикистана составлена достаточно подробная карта оползневых явлений в ГИС-программе. База данных по оползневых явлениям включает в себя результаты дешифрирования космических снимков.

В Нурекском районе по условиям рельефа и геологическим особенностям местности оползнеопасные территории составляют 4% (2601 га) от общей площади района.

В результате проведенного анализа, было выявлено, что мелкие оползни очень широко распространены. Составлены карты, позволяющие более обширно учитывать хозяйственные деятельности при рациональном использовании территорий и сохранение от негативного воздействия на окружающую среду.

Библиография

1. Ишук Н.Р. Объяснительная записка к карте ледниковых форм, селевых и оползневых явлений Таджикистана. Республика Таджикистан, 2019 г. 80 с.
2. Ишук Н.Р., Ишук А.Р., Саидов М.С. Результаты использования космических снимков и ГИС при картировании оползней Таджикистана. Журнал «Наука и Инновация» №2. Душанбе, изд-е «Сино», 2017 сс. 92-99.
3. Лим В.В. и др. Инженерно-геологическая карта условий развития экзогенных геологических процессов Таджикской ССР масштаба 1:500000. Фонды ГУГ при Правительстве РТ, 1984.
4. Петросян Г.С., Романов О.А., Ниязов Р.А., Сапов О.П. Закономерности распространения и развития экзогенных геодинамических процессов на территории Таджикистана. Отчет Инженерно-геологической партии за 1966-1970 гг. Пос.Разведчик, 1971. 246 с.

Теория ненасыщенных грунтов

*Новгородова М.А. (Российский Государственный Геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, marga_97@mail.ru) *, Горобцов Д.Н. (Российский Государственный Геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, dngorobtsov@mail.ru), Фоменко И.К. (Российский Государственный Геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, ifolga@gmail.com)*

Аннотация

В работе рассмотрены основные понятия теории ненасыщенных грунтов, предпосылки и история возникновения. Особое внимание уделено главному отличию ненасыщенного грунта от насыщенного – появлению четвертой фазы. Рассматривается интерпретационная модель «характеристическая кривая грунт-вода (soil-water characteristic curve SWCC)» как инструмент для оценки функций свойств ненасыщенных грунтов для инженерно-геологических задач.

Ключевые слова

Механика ненасыщенных грунтов, грунт, инженерная геология, грунтоведение

Теория

- Теория ненасыщенных грунтов возникла позже классической концепции грунтоведения о насыщенном грунте. Исследования проходили в течение нескольких десятилетий, и к концу 1970-х годов стало ясно, что механика ненасыщенных грунтов принимает форму естественного продолжения механики грунтов. Начиная с 1990 года наступил период, когда был сделан упор на внедрение и реализацию механики ненасыщенных грунтов в обычную инженерно-геологическую практику. Серия международных конференций была посвящена обмену информацией о поведении ненасыщенных грунтов, и стало очевидным, что настало время для более широкого применения механики ненасыщенных грунтов в инженерной практике. Реализация была определена как «уникальный и важный шаг, который приносит теории и аналитические решения в инженерную практику» [5].

- Существует ряд серьезных проблем, которые необходимо решить до того, как механика ненасыщенных грунтов сможет стать частью обычной инженерно-геологической практики. В ряде случаев возникает необходимость принятия новых подходов к решению проблем, связанных с ненасыщенными грунтами. уже апробированы различные методики, что подготовило почву для более широкого применения механики ненасыщенных грунтов в нашей стране.

- Насыщенный грунт – грунт, в котором все пустоты между частицами грунта заполнены водой. Ненасыщенный грунт содержит и воздух, и воду между своими частицами. Присутствие сил поверхностного натяжения на границах раздела между воздухом и водой в ненасыщенном грунте позволяет существовать разным давлениям в воздухе и воде. В ненасыщенном грунте в природных условиях поровое давление воздуха обычно равно атмосферному, а поровое давление воды меньше, чем давление воздуха. Так как атмосферное давление обычно считается нулевым, то поровое давление воды оказывается отрицательным (так как оно будет меньше атмосферного). Такое

отрицательное давление называется «абсорбцией», так как грунт при контакте с водой при атмосферном давлении будет абсорбировать воду.

- В полевых условиях грунты имеют тенденцию становиться ненасыщенными вглубь от поверхности Земли. Грунты вблизи поверхности Земли часто называют сложными, но именно подход к решению сильно отрицательных поровых давлений воды, как правило, представляет наиболее серьезную проблему для инженеров-геологов. Общеизвестные проблемные грунты - это набухающие грунты, просадочные грунты и рыхлые грунты. Любой из вышеперечисленных типов может быть уплотнен, что в очередной раз приводит к образованию материала с отрицательным поровым давлением воды.

- Ненасыщенный грунт - это многофазная система, включающая в себя:
- твердые частицы,
- воду,
- воздух
- сократительную оболочку.

Ненасыщенный грунт может рассматриваться как четырехфазная система (Рис.1) из-за существования уникальной фазы границы раздела воздух-вода или, по-другому, сократительной оболочки. Сократительная оболочка действует подобно тонкой мембране, переплетенной по всей пустоте грунта, образуя неподвижную перегородку между воздушной и водной фазами. Изменения напряженного состояния в сократительной оболочке могут привести к тому, что ненасыщенный грунт изменит содержание воды, объем и силу сдвига. Именно сократительная оболочка образует барьер между воздухом и водой, определяя отношение объема воздуха к объему воды в пустотах (т. е. степень насыщения).

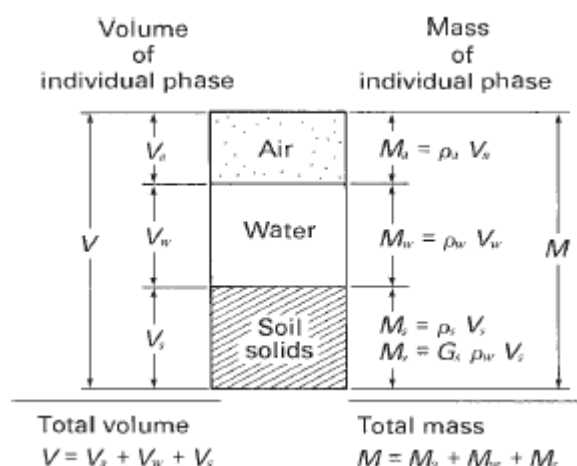


Рисунок 1. Фазовая диаграмма для ненасыщенных грунтов.

Особенно важно рассматривать ненасыщенный грунт как четырехфазную смесь при рассмотрении напряженного состояния. Уравнения равновесных напряжений могут быть записаны для каждой фазы в контексте многофазной механики сплошных сред.

Анализ равновесия позволяет выявить переменные напряженного состояния, связанные с поддержанием равновесных условий в ненасыщенном грунте.

Основные отличия между трехосным испытанием образца грунта в насыщенном состоянии по сравнению с ненасыщенным можно обобщить следующим образом:

Поведение насыщенного грунта целиком управляется полным напряжением и поровым давлением воды (через эффективное напряжение). Положительные давления поровой воды расталкивают частицы и, следовательно, уменьшают прочность грунта.

В ненасыщенном грунте пустоты заполняются и воздухом, и водой, и силами поверхностного натяжения создается отрицательное поровое давление воды (или абсорбция). Такая абсорбция сдвигает частицы грунта вместе и повышает прочность грунта.

Характеристическая кривая грунт-вода (soil-water characteristic curve SWCC) обеспечивает концептуальное понимание между массой (и/или объемом) воды в грунте и энергетическим состоянием водной фазы (Рис.2). SWCC оказалась интерпретирующей моделью, которая использует элементарную капиллярную модель для обеспечения понимания распределения воды в пустотах. Влияние текстуры грунта, градиции и соотношения пустот также стало частью интерпретации измеренных лабораторных данных SWCC.

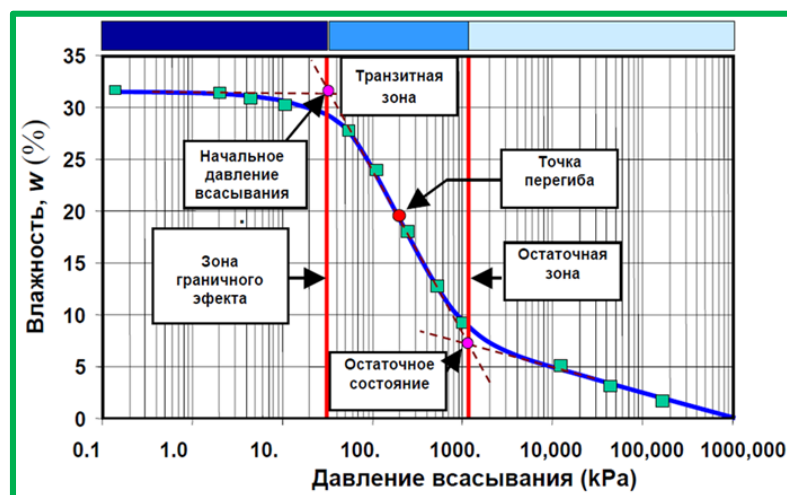


Рисунок 2. Типичная десорбция SWCC показывает отчетливые зоны десатурации.

SWCC сыграла важную роль в реализации механики ненасыщенных грунтов [5]. Первоначально SWCC рассматривался как средство оценки всасывания грунта в полевых условиях путем измерения содержания естественной воды и использования SWCC в качестве фиксированной зависимости между всасыванием и содержанием воды. Лабораторные данные показали, что осушение и смачивание SWCC были значительно различны, что приводило к широкому диапазону возможных значений всасывания грунта.

Измерение функций свойств ненасыщенных грунтов становится неприемлемо дорогостоящим для обычных инженерно-геологических целей [2]. Следовательно, возникает необходимость в практических решениях для определения функций свойств ненасыщенных грунтов. SWCC появились в качестве практического и достаточно точного инструмента для оценки функций свойств ненасыщенных грунтов для большинства инженерно-геологических задач.

SWCC стал рассматриваться как «ключ» к внедрению механики ненасыщенных грунтов в инженерную практику [4].

Ключевыми точками перехода на SWCC являются значение входа воздуха и остаточное значение для всасывания и содержания воды. Эти переходные точки определяются по степени насыщения по отношению к участку всасывания грунта и подразделяют SWCC на зону «граничного эффекта», зону «перехода» и зону «остаточного эффекта». Одни и те же три зоны десатурации могут быть определены для ветви осушения (или десорбции) и ветви смачивания (или адсорбции).

Общим для всех ситуаций с ненасыщенными грунтами является отрицательное давление в поровой воде. Основная существующая проблема, связанная с ненасыщенными грунтами и отрицательным давлением поровой воды в них, которая получила наибольшее внимание, - это проблема набухания или осадки глин. Но существует гораздо больший круг проблем, связанный с ненасыщенными грунтами и влиянием на них климата.

Отталкиваясь от имеющегося опыта зарубежных коллег, необходимо разработать необходимые рекомендации к внедрению механики ненасыщенных грунтов в российскую практику инженерно-геологических изысканий.

Естественная и логическая прогрессия, ведущая к разработке подходящих рекомендаций к применению, должна включать в себя:

- Развитие фундаментальной науки с подходящими нормативными законами для описания модели поведения вещества, вызывающее беспокойство.
- Проверку подходящих процедур лабораторных испытаний для измерения соответствующих свойств грунта.
- Назначение процедур проектирования (т. е. протоколов), которые должны соблюдаться в инженерной практике.

Библиография

1. Горобцов Д.Н. Научно-методические основы исследования теплофизических свойств дисперсных грунтов. [Текст]: дис.....канд. г.-мин.. наук: 25.00.08: защищена 16.07.2011: / Горобцов Денис Николаевич. – Москва, 2011. – 129 с.
2. Фоменко И. К., Горобцов Д. Н., Пендин В. В., Никулина М. Е.. Численное моделирование процессов оттаивания многолетнемёрзлых грунтов под искусственным водоемом // Инженерно-геологические задачи современности и методы их решения: Материалы научно-практической конференции. — Геомаркетинг М, 2017. — С. 175–177.
3. Цытович Н.А. Механика мёрзлых грунтов. М.: Высш. школа, 1973.448 с
4. D. G. Fredlund, H. Rahardjo, M. D. Fredlund. Unsaturated Soil Mechanics in Engineering Practice. John Wiley & Sons, 1994. 544 с.
5. Delwyn G. Fredlund, Hendry Rahardjo, Murray D. Fredlund. Unsaturated Soil Mechanics in Engineering Practice John Wiley & Sons, 2012. 944 с.

Оценка воздействия каскада промышленных водоёмов-накопителей на подземные воды методами численного моделирования с использованием комплексного анализа природно-техногенных условий

***Петраш А.Б.* (ФГБУ «Гидроспецгеология», A.B.Petrash@yandex.ru),
Кононченко Е.В. (ФГБУ «Гидроспецгеология», lena.konon@mail.ru)***

Аннотация

На основе комплексного анализа природно-техногенных условий рассматриваемого района разработана трёхмерная геомиграционная модель, позволившая доказать отсутствие на настоящее время прямого влияния каскада водоёмов на качество подземных вод, отбираемых Восточно-Урулюнгуйским водозабором, а также дать долгосрочный прогноз распространения ореолов загрязнения для наиболее вероятных сценариев изменения гидродинамической обстановки.

Ключевые слова

Промышленные водоёмы-накопители, численное моделирование, миграция загрязнения, водозабор, грунтовые воды, Краснокаменск

Теория

В настоящей работе на примере объекта ПАО «ППГХО» рассмотрены этапы разработки нестационарной геофильтрационной модели (ГФМ) и создание на её основе модели миграции сульфат-иона в подземных водах (ПВ). Предприятие «Приаргунское производственное горно-химическое объединение» (ПАО «ППГХО») располагается в Читинской области. Промышленный узел, включающий основные и вспомогательные производства, а также г. Краснокаменск, функционирует с 1968 г. К одному из основных техногенных источников загрязнения ПВ на территории предприятия относится каскад промышленных водоёмов (хвостохранилища «Верхнее» и «Среднее», а также огаркохранилище), расположенных в пади Широндукуй. Наиболее спорным является вопрос о степени его влияния на ПВ. По мнению некоторых исследователей [1] эксплуатация каскада водоёмов влияет на качество ПВ на значительной части территории, включающей водозабор г. Краснокаменска. В то же время другие работы [3] показывают, что ореолы сульфат-иона и урана, которые являются основными индикаторами загрязнения, поступающего от каскада водоёмов, весьма ограничены по площади.

Для обобщённого анализа химического загрязнения ПВ в качестве индикатора выбран сульфат-ион, поскольку его содержание максимально, как в промышленных водоёмах, так и в ПВ. В качестве фоновых значений (50 мг/л) принят состав вод Восточно-Урулюнгуйского месторождения, определённый во время разведочных работ в 1966-1968 гг. Анализ данных мониторинга показывает, что максимальные концентрации сульфат-иона приурочены к скважинам в осевой части пади Широндукуй, в которой происходит преимущественная миграция загрязнения. Режим концентраций сульфат-иона в наблюдательных скважинах свидетельствует о продвижении ореола загрязнения вниз по потоку ПВ в пади Широндукуй, что выражается в последовательном снижении концентраций.

Для определения размеров и динамики ореолов загрязнения, формирующихся от каскада промышленных водоёмов ниже по течению ПВ в пади Широндукуй и далее в пади Сухой Урулюнгуй, а также оценки возможного влияния водоёмов на качество ПВ, отбираемых Восточно-Урулюнгуйским водозабором, разработана математическая модель. Процесс моделирования включал в себя последовательное создание геологической, геофильтрационной и далее геомиграционных моделей с использованием программного комплекса GMS. В качестве основы математической модели разработана геологическая модель (ГМ) территории (рис. 1), размеры которой в плане составляют около 122×56 км. Геологическое строение территории схематизировано 5-ю модельными слоями (МС), которые соответствуют отложениям, близким по фильтрационным свойствам. При создании ГМ в качестве поверхности, ограничивающей её сверху, использована цифровая модель рельефа, построенная на основе разномасштабной топографической информации. В качестве нижней непроницаемой границы модели принята подошва МС 5.

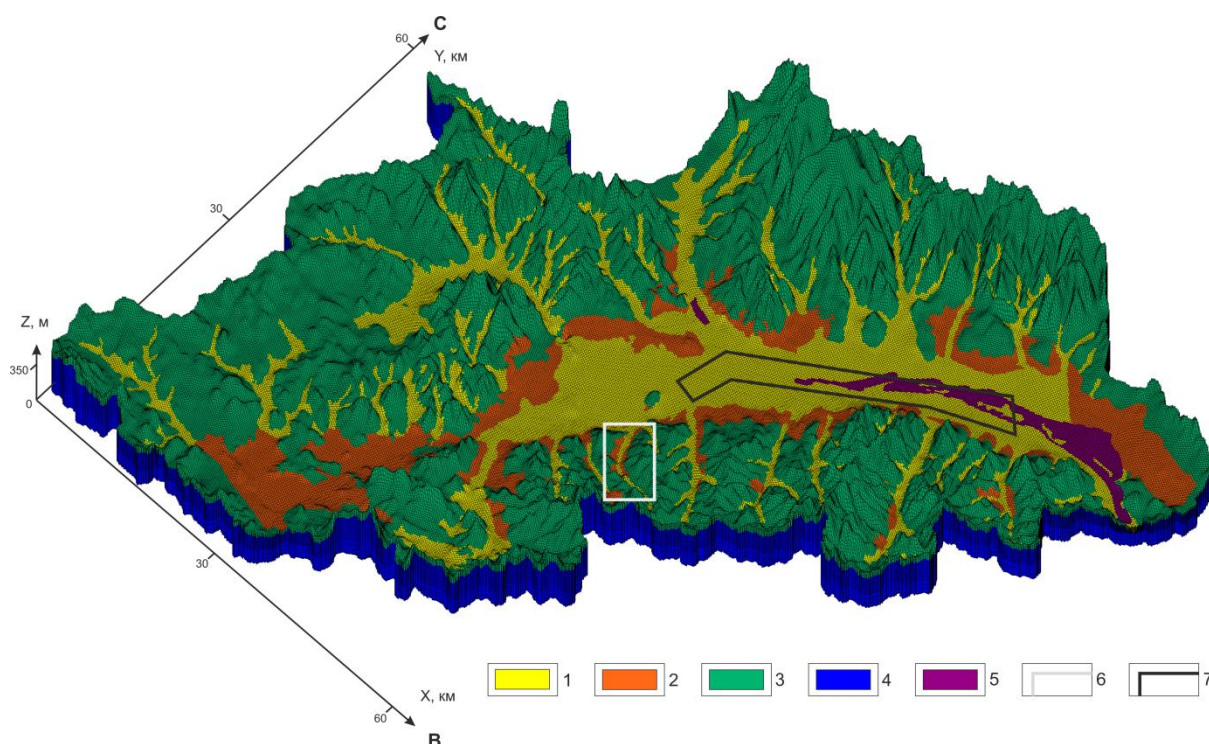


Рисунок 1. Цифровая трёхмерная геологическая модель долины р. Урулюнгуй: 1-5 – модельные слои: 1 – относительно более проницаемые отложения четвертичной системы; 2 – относительно менее проницаемые отложения четвертичной системы; 3 – отложения древней коры выветривания (edMZ-KZ); 4 – докайнозойские отложения (PR-MZ); 5 – многолетнемёрзлые породы, распространённые в русле р. Урулюнгуй; 6 – область расположения каскада промышленных водоёмов в пади Широндукуй; 7 – граница 1-го пояса зоны санитарной охраны (ЗСО) Восточно-Урулюнгуйского водозабора подземных вод

Область моделирования включает в себя Восточно-Урулюнгуйскую впадину, в пределах которой находится большая часть производственного комплекса предприятия, Восточно-Урулюнгуйский водозабор и г. Краснокаменск, а также два малых водосборных бассейна: расположенную на юго-западе Умыкейскую бессточную котловину и находящийся на западе бассейн, питающий р. Уртуй. Основными источниками питания геофильтрационного потока на изучаемой территории является естественное инфильтрационное питание, а также утечки воды из ряда техногенных и природных водоёмов. Оценка естественного инфильтрационного питания проводилась

заведующим кафедрой гидрогеологии МГУ С.П. Поздняковым. По методике, описанной в [2, 4], проведено моделирование трансформации осадков на поверхности земли (в программе Surfbal) и влагопереноса в зоне аэрации (в программе Hydrus 1D). При моделировании учитывались метеоклиматические условия территории и её ландшафт, а также существенная расчленённость рельефа с перепадами высот около 600 м. В результате расчётов инфильтрационное питание составило от 15-20 мм/год в районе водозабора до 70 мм/год в высокогорных областях.

При моделировании учитывалось время начала эксплуатации промышленных водоёмов и изменение их уровней, а также формирование воронки депрессии за счёт работы систем водопонижения при добыче урановых руд на Стрельцовском рудном поле. Начальные коэффициенты фильтрации отложений 4-х МС (кроме слоя многолетнемёрзлых пород) задавались на основе осреднённых данных, полученных по результатам опытно-фильтрационных работ, и далее подбирались в процессе калибровки геофильтрационной модели (ГФМ) по уровням подземных вод (УПВ). В качестве параметров ГФМ также калибровались фильтрационные характеристики донных отложений водотоков и водоёмов, а также зоны повышенного инфильтрационного питания в пределах г. Краснокаменска и дачных территорий. Режим геофильтрационного потока ПВ при моделировании рассматривался как нестационарный. Для калибровки параметров ГФМ выделен период времени (2000-2018 гг.), когда наблюдалась относительная стабилизация УПВ и режим потока можно было принять квазистационарным. Калибровка модели основывалась на осреднённых значениях УПВ по 165-ти наблюдательным скважинам. После калибровки модели при стационарном режиме геофильтрационного потока для участка пади Широндукуй дополнительно проведена её верификация в нестационарной постановке.

На базе нестационарной ГФМ разработаны модели миграции загрязнения, поступающего в ПВ с фильтрационными потерями из водоёмов-накопителей. В качестве индикатора химического загрязнения рассмотрен сульфат-ион. Его концентрации в хранилищах задавались по данным мониторинга. При моделировании учитывался перенос загрязнения с фильтрационным потоком, а также процессы диффузии и дисперсии. Верификация геомиграционных моделей проведена путём сопоставления модельных и натуральных концентраций сульфат-иона по скважинам, расположенным в осевой части пади Широндукуй. Благодаря длительным временным рядам наблюдений и отсутствию других источников загрязнения сульфат-ионом, которые могли бы повлиять на результаты мониторинга, модельные параметры были откалиброваны не только по данным режимных наблюдений за УПВ, но и по концентрациям сульфат-иона, что значительно повысило точность расчётов. Моделирование показало, что к настоящему времени ореол сульфат-иона достигает юго-восточной оконечности заболоченного участка от карьера ПГС-2 (рис. 2) и не оказывает влияния на качество воды в скважинах Восточно-Урулюнгуйского водозабора. По результатам прогнозных расчётов, как при сохранении существующих условий эксплуатации каскада водоёмов и работы водопонижительных систем, так и при прекращении их функционирования, в течение 100 лет ореол сульфат-иона распространится по потоку ПВ не более чем на 4-5 км в сторону водозабора, но не достигнет его.

Выводы

Использование методов численного моделирования позволило воссоздать историю формирования гидродинамической обстановки в пади Широндукуй и на

прилегающей территории. Проведённые геомиграционные расчёты не только подтвердили выводы об отсутствии на настоящее время прямого влияния каскада водоёмов на качество ПВ, отбираемых Восточно-Урулюнгуйским водозабором, но и позволили дать долгосрочный прогноз распространения ореолов загрязнения для наиболее вероятных сценариев изменения гидродинамической обстановки.

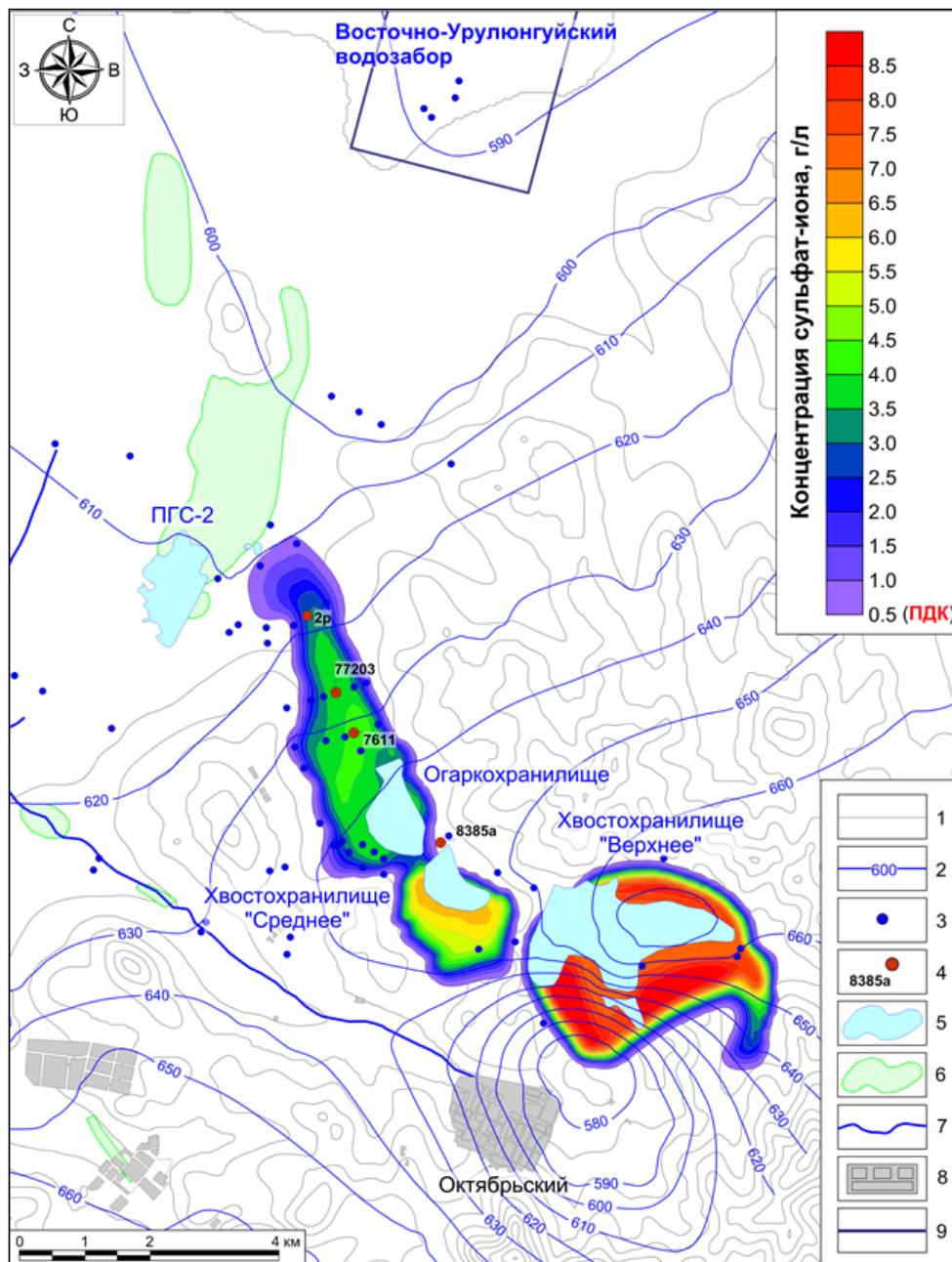


Рисунок 2. Эпигнозный модельный ореол сульфат-иона на 2018 г.: 1 – изолинии рельефа с шагом 25 м; 2 – модельные гидроизогипсы с шагом 10 м; 3 – наблюдательные скважины; 4 – наблюдательные скважины, использовавшиеся для верификации модельных данных, и их номера; 5 – водоёмы; 6 – заболоченные области; 7 – водотоки; 8 – контуры населённых пунктов, районов; 9 – граница 1-го пояса ЗСО Восточно-Урулюнгуйского водозабора подземных вод

Библиография

1. Верхотуров Г.Г., Верхотуров А.Г. Изменение состава подземных вод в районе города Краснокаменск как результат хозяйственного освоения территории, Вестник ТГУ. 2014. т.19. вып.5. С. 1650-1654
2. Гриневский С.О., Поздняков С.П. Принципы региональной оценки инфильтрационного питания подземных вод на основе геогидрологических моделей, Водные ресурсы. 2010. т.37. №5. с. 543–557
3. Климова Т.И., Севтинова Е.Б., Максимова Л.Я. Влияние природных и техногенных факторов на подтопление территории пади сухой Урулунгуй, Разведка и охрана недр. 2013. № 10. С. 82-87.
4. Шестаков В.М., Поздняков С.П. Геогидрология. Изд. ИКЦ “АКАДЕМКНИГА”. 2003, 176с.

К вопросу определения несущей способности винтовых свай в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов по результатам полевых испытаний грунтов сваями

***Петрова И.И.* (ФГБОУ ВО "Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, 5birinapetrova47@mail.ru), соавтор
Кулешов А.П. (ФГБОУ ВО "Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, kyleshovap@mgri.ru)***

Аннотация

Актуальность работы. В настоящий момент в России происходит активное освоение «новых» нефтегазоносных провинций в связи с истощением традиционных ресурсов углеводородного сырья. Объекты на территории добычи нефти и газа возводятся в основном на свайных фундаментах: буроопускных, забивных, бурозабивных, с использованием и без лидерных скважин. В связи с этим возникает необходимость в инновационном подходе к вопросу проектирования фундаментов, для сокращения стоимости строительства и эффективности работе системы «основание-фундамент-сооружение». Фундаменты, устроенные с применением винтовых свай – довольно новый вид фундаментов в строительстве, хотя идея их использования возникла еще на рубеже 18-19 веков. Данная технология зарекомендовала себя с самой наилучшей стороны. В последние годы винтовые сваи обретают широкую известность при возведении самых разных объектов, однако все еще занимает относительно небольшую долю. Потенциал этой технологии еще слабо раскрыт: не изучена работа винтовых свай в отдельных инженерно-геологических условиях.

Одним из наиболее существенных препятствий для массового применения винтовых свай в строительстве на многолетнемерзлых грунтах (ММГ) является отсутствие в нормативных документах обоснованных методов расчёта несущей способности свай на действие вдавливающих и выдёргивающих нагрузок.

Ключевые слова

Свая, несущая способность, многолетнемерзлые грунты, основание, нагрузка, осадка, физико-механические характеристики грунта.

Теория

В работах Варганова С.Х., Гончарова Ю.М., Дмоховского В.К., Крутикова И.В., Колчанова И.В., Осокина А.Б., Смолова Г.К., Рябова В.А., Аксенова В.И., Кривова Д.Н., Спиридонова С.И., Таргуляна Ю.О. и других доказано, что винтовые сваи имеют большое преимущество в применении перед забивными и буроопускными сваями при необходимости устройства фундамента в условиях работы на многолетнемерзлых грунтах [1, 3 и др.].

Винтовые сваи представляют собой металлическую трубу с приваренным к ней анкером с лопастями (рисунок 1).

К преимуществам применения винтовых свай можно отнести: отсутствие мокрых процессов при производстве работ (не требуется цементно - песчаный раствор, который необходимо постоянно подогревать); увеличение несущей способности, как на

выдергивающие, так и на сжимающие нагрузки; высокая устойчивость сваи силам морозного пучения; наличие возможности демонтажа фундаментов для повторного использования; отсутствие вибраций и шума в процессе монтажа свай; сокращение земляных работ, а также сроков и стоимости строительства; благодаря меньшей глубине погружения; минимальное количество операций при монтаже сваи, отчего не требуется большого количества техники и персонала; антикоррозийная стойкость.

К недостаткам винтовых свай следует отнести, то, что их нельзя устраивать в грунтах, имеющих твердые прослойки, камни и валуны, и приходится пользоваться весьма громоздкими и неудобными кабестанами. Кроме того, винтовые сваи требуют значительного расхода металла.

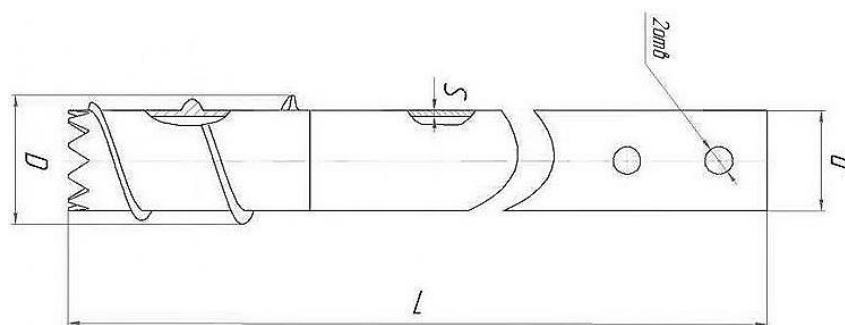


Рисунок 1. Винтовая свая СВЛМ с литым наконечником для вечномёрзлых грунтов (D – диаметр лопасти, L – длина сваи, P – диаметр ствола, S – толщина стенки сваи)

Установка винтовых свай производится при помощи гидравлических механизмов различных строительных машин, либо в отдельных случаях — вручную.

Перспективы применения винтовых свай при устройстве фундаментов по-настоящему колоссальны. Технология винтовых свай стремительно развивается: применения лопастей из новых материалов, усовершенствование конструкции лопастей, применение разных типов трубы, и в будущем способна заменить многие из существующих традиционных свайных технологий.

Несущая способность свайного фундамента определяется в результате проведения полевых испытаний грунтов сваями. Испытания свай выполняются в соответствии с действующими нормативными документами (ГОСТ 5686 – 2020 раздел 9, СП 25.13330.2012) [4]. Испытания заключаются в последовательном увеличении нагрузок на сваи и измерении деформаций (осадок, выхода) свай, соответствующих этим нагрузкам.

Статические испытания дают наиболее достоверные результаты для оценки несущей способности сваи, так как весьма близко воспроизводится условия работы сваи в фундаменте.

Соответствие несущей способности сваи оценивается путем сравнения нормативного значения сопротивления сваи ($F_{u,n}$) по результатам контрольных испытаний с расчетной нагрузкой на сваю по проекту (F).

Расчетная нагрузка, несущая способность одиночной сваи и нормативное предельно длительное сопротивление сваи по результатам полевых испытаний в

многолетнемерзлых грунтах, рассчитывается в соответствии с ГОСТ 5686-2020, СП 25.13330.2012 [4].

Несущая способность основания одиночной сваи F_u по результатам полевых испытаний свай статической нагрузкой определяется по формуле 7.10 СП 25.13330.2012 [4]:

$$F_u = \gamma_t * k * \frac{F_{u,n}}{\gamma_g},$$

где $k = F_{u,p} / F_{u,t}$ – коэффициент, учитывающий различие в условиях работы опытной и проектируемых свай, $F_{u,n}$ – нормативное значение предельного длительного сопротивления основания опытной сваи статической нагрузкой, γ_t – температурный коэффициент условий работы, γ_g – коэффициент надежности по грунту.

Несущая способность основания $F_{u,p}$ и $F_{u,t}$ вертикально нагруженной висячей сваи определяется по формуле 7 СП 25.13330.2012 [4, 5]:

$$F_u = \gamma_t \gamma_c (R_A + \sum R_{af,i} A_{af,i}) \quad (1),$$

где γ_t – температурный коэффициент, учитывающий изменение температуры грунтов основания в период строительства и эксплуатации сооружения, γ_c – коэффициент условий работ основания, R – расчетное давление на мерзлый грунт под нижним концом сваи, A – площадь опирания сваи на грунт, $R_{af,i}$ – расчетное сопротивление мерзлого грунта по боковой поверхности смерзания фундамента в пределах i -го слоя грунта, $A_{af,i}$ – площадь поверхности смерзания i -го слоя грунта с боковой поверхностью сваи, n – число выделенных при расчете слоев вечномерзлого грунта.

Из выше сказанного, следует, что СП 25.13330.2012 [4] не отображает рекомендации по определению несущей способности винтовых свай на многолетнемерзлых грунтах, не учитывает принцип и механизм работы данного вида свай.

В 2016 году коллектив авторов из ОАО «Фундаментпроект» предложил свою расчетную формулу [1]:

$$F_{d,du} = \gamma_t \gamma_c (R_A + R_{sh} A_{sh}) \quad (2),$$

где $A_{sh} = \pi D \times (h_v + D)$, D – диаметр лопасти сваи; h_v – высота винтовой части сваи.

Нормами проектирования фундаментов из винтовых свай ОАО «СевЗапНТЦ» несущая способность винтовой сваи, работающей на вдавливание или выдёргивание, определяется по формуле [2]:

$$F_{d,du} = \gamma_t \gamma_c (R_A + R_{sh} A_{sh} + \gamma_{af} \sum R_{af} A_{af}) \quad (3),$$

где F_d и F_{du} – несущая способность винтовой сваи при действующей сжимающей и выдёргивающей силы соответственно, γ_{af} – коэффициент, зависящий от вида поверхности смерзания; R_{sh} – расчётное сопротивление мерзлого грунта сдвигу по грунту в пределах винтовой части; A_{sh} – площадь поверхности сдвига в пределах

винтовой части; R_{af} - расчётное сопротивление мёрзлого грунта сдвигу по боковой поверхности смерзания ствола сваи без учёта винтовой части; A_{af} - площадь поверхности смерзания i -го слоя грунта с боковой поверхностью ствола винтовой сваи в пределах высоты возможного смерзания без учёта винтовой части, R - расчётное давление на мёрзлый грунт под нижним концом сваи; A - проекция площади лопасти сваи.

Мною предложена своя методика расчёта несущей способности винтовой сваи, основанная на следующей формуле:

$$F_u = \gamma \gamma_t (R_v A_v + \sum (R_i A_i + R_{псв} A_{псв})) \quad (4),$$

где R_v – расчётное давление на мерзлый грунт под нижним концом сваи (в расчет берется диаметр лопасти сваи), A_v – площадь опирания лопасти сваи на грунт, R_i - расчётное сопротивление мерзлого грунта по боковой поверхности смерзания фундамента в пределах i -го слоя грунта без учета винта сваи, A_i - площадь поверхности смерзания i -го слоя грунта с боковой поверхностью сваи без учета винта сваи, $R_{псв}$ - расчётное сопротивление мёрзлого грунта по боковой поверхности смерзания винтовой части сваи, $A_{псв}$ - площадь поверхности смерзания боковой поверхностью винтовой части сваи.

Для решения проблемы по обоснованию теоретических основ расчета винтовых свай в условиях распространения ММГ в данный момент проводится анализ результатов расчетов несущей способности по формулам 1, 2, 3, 4 описанных выше и сопоставление их с полевыми испытаниями свай, выполненными ООО «ИнжГеоСервис» на территории Бованенковского НГКМ.

Выводы

Сравнение результатов расчетов по различным методикам позволит сделать вывод о применимости того или иного подхода, вычислить ошибку и сопоставить с данными натурных испытаний свай.

Испытания натурных винтовых свай доведены до «срыва» - общая осадка сваи не менее 25 мм и выход не менее 10 мм.

Для подтверждения применения винтовых свай в условиях ММГ проводится анализ выше описанных методик по отношению к буроопускным и бурозабивным сваями применяемых на рядом расположенных площадках.

В обработке участвует 40 винтовых, более 20 буроопускных и бурозабивных свай на объектах Бованенковского НГКМ.

Все три метода (формулы 2, 3, 4) – модифицированная разновидность стандартной методики расчета несущей способности свай, рекомендуемой СП 25.13330.2012 [4], но включающие непосредственно параметры лопасти винтовой сваи как отдельного элемента.

Для удобства анализа все значения, полученные в результате расчетов по 4-м методикам, будут представлены в табличной форме.

Библиография

1. Аксёнов В.И., Геворкян С.Г., Иоспа А.В., Кривов Д.Н., Шмелёв И.В., Спиридонов С.И. Особенности работы винтовых свай в мёрзлых грунтах // Основания, фундаменты и механика грунтов. 2014. № 4. С. 2—8.
2. Нормы проектирования фундаментов из винтовых свай № 20007ТМ. Т. 1. Кн. 1. СПб.: СевЗапНТЦ, 2007. 53 с.
3. Руководство по проектированию оснований и фундаментов на вечномерзлых грунтах. М.: Стройиздат, 1980. 303 с.
4. Свод правил СП 25.13330.2012. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88. М.: Минрегион России, 2012. 110 с.
5. Цытович Н.А. Механика грунтов. - М.: Высшая школа, 1979.

***Инженерно-геологические условия развития карста на четвертом участке ВСМ
«Москва-Казань»***

***Пиневская Е. Е. (Московский государственный геологоразведочный институт,
кафедра инженерной геологии. alena_pinevskaya@mail.ru)***

Аннотация

В статье излагается об инженерно-геологических условиях Нижегородской области в конкретике городов: Арзамас, Вад, Перевоз и Сергач (рисунок 1). Близ этих городов будет проходить высокоскоростная магистраль «Москва-Казань». Проблема данного района заключается в проявлении карстовых форм и сложности строительства.

Ключевые слова

Карст, Нижегородская область, инженерно-геологические условия.

Теория

Организация «Автодор» создала маршрут платной скоростной магистрали Москва–Казань. Длина трассы составит 729 км. Она будет оборудована двумя полосами в каждую сторону. Разрешённая скорость движения составит 120 км/ч, время в пути между Москвой и Казанью сократится с нынешних 12 до 6,5 часов. Дорога будет платной.

На данном этапе изучения материалов проанализируем планируемый 4 участок дороги Арзамас-Сергач Нижегородской области.

Нижегородская область — субъект Российской Федерации в центре Европейской части России. Входит в состав Приволжского федерального округа. Административный центр — Нижний Новгород. Один из крупнейших регионов Центральной России, протяженностью с юго-запада на северо-восток — более 400 км.

Климат. Нижегородская область расположена в зоне умеренно-континентального климата с холодной зимой и теплым летом. Формирование климата происходит под влиянием таких факторов, как солнечная радиация, циркуляция атмосферы, характера подстилающей поверхности. Область находится под воздействием воздушных масс Атлантики, Арктики и масс, сформировавшихся над территорией Европы.

Тектоника. Изучаемая территория расположена на востоке центральной части Восточноевропейской платформы. Она имеет два структурных этажа - нижний (кристаллический фундамент), сформировавшийся в геосинклинальных условиях, и верхний - осадочный чехол, сформировавшийся в платформенных условиях.

Геологическое строение. Для Нижегородской области характерно широкое распространение сложного комплекса четвертичных отложений, почти повсеместно покрывающих дочетвертичные (за исключением высоких берегов рек, склонов глубоких оврагов и др.)

Дочетвертичные отложения представлены породами палеозойской, мезозойской и кайнозойской эр. Наиболее древними породами, подстилающими четвертичные отложения, являются верхнепермские, распространенные в центральной и в северо-

восточной частях области. Это красноцветные песчано-глинистые отложения татарского яруса (P2t), отчетливо распадающиеся литологически на 3 толщи: нижнюю, представленную загипсованными песчаниками и глинами с прослоями доломитов и мергелей, среднюю – мергельно-глинистую, верхнюю – песчано-глинистую. Мощность отложений более 100 м.

Дорога проектируется по местам возможного образования карста. Что является опасным геологическим процессом. Своевременное и подробное изучение карстовых процессов и явлений в грунтах может уже на этапе планирования сооружений с большей вероятностью предупредить опасные последствия строительных работ.

Строительство скоростной автомобильной дороги Москва – Казань



Источник: Автодор

Рисунок 1. Схема расположения дороги «Москва-Казань»

Выводы

Изучение инженерно-геологических условий может дать более подробную информацию о прогнозируемых участках с возможным проявлением карста. Данное явление может привести к серьезным последствиям в процессе эксплуатации данной трассы.

Библиография

1. Администрация Нижегородской области, Комитет архитектуры и градостроительства «Инженерные изыскания, проектирование, строительство и эксплуатация зданий и сооружений на закарстованных территориях Нижегородской области», г. Нижний Новгород, 1999г.;
2. Аникеев Александр Викторович «Провалы и воронки оседания в карстовых районах: механизмы образования, прогноз и оценка риска», г. Москва, 2017г.;
3. Г.К. Бондарик, Л.А. Ярг. Инженерно-геологические изыскания: учебник – М.: КДУ, 2007. – 424с.;
4. ГОСТ 32836-2014 Дороги автомобильные общего пользования. Изыскания автомобильных дорог. Общие требования.

Деградация островной мерзлоты в Западной Сибири (по результатам 50-летнего мониторинга)

Пономарева О.Е. (Российский государственный геолого-разведочный 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) Дроздов Д.С. (Институт криосферы Земли ТюмНЦ СО РАН, Российский государственный геолого-разведочный университет (МГРИ), Тюменский государственный университет, ds_drozhdov@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)

Аннотация

Обсуждаются результаты долговременного мониторинга геокриологических условий в северной тайге Западной Сибири. Установлено, что направленное изменение климата началось с 70-х гг. XX века, а в XXI веке темпы изменений возросли более чем в 3 раза. Доказывается, что под влиянием изменения климата происходит деградация массивно-островной мерзлоты, проявления которой теперь фиксируются даже на торфяниках, которые ранее считались устойчивыми к росту температур воздуха. Деградация мерзлоты проявляется в увеличении глубин сезонного протаивания грунтов с 73 см до 160 см за 23 года, стремительном расширении участков с мерзлотой несливающегося типа, росту температуры многолетнемерзлых пород с $-2... до -0,2$ °С за 50 лет. Следствием изменений мощности сезонно-талого слоя является тепловая осадка поверхности, составившая за 15 лет 14 см и перестройка криогенных ландшафтов в направлении опасном для существующей инфраструктуры.

Ключевые слова

Сезонно-талый слой, слой сезонного промерзания, переуглубленное положение кровли многолетнемерзлых пород, тепловое оседание поверхности

Источники финансирования

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (грант 16-17-00102).

Введение

Тенденция к устойчивому повышению температуры воздуха по данным метеостанции Надым, расположенной в 30 км от участка мониторинга, наблюдается в северной тайге Западной Сибири с начала 70-х гг. XX века. Тренд изменения температуры поначалу был незначительным ($0,03-0,04$ °С в год), поэтому реакция эпикриогенных многолетнемерзлых пород (ММП) на рост температуры воздуха проявилась только в 80 гг. XX века. В XXI веке темпы повышения температуры воздуха возросли до $0,13$ °С в год, увеличилось также количество атмосферных осадков (на 80 мм – зимой и на 150 мм летом) (ВНИИГМИ–МЦД..., 2020), на 12 дней стал длиннее теплый период и в северной тайге началась деградация мерзлоты (Васильев и др., 2020), которая вызывает трансформацию криогенных ландшафтов в направлении опасном для существующей инфраструктуры. В первую очередь изменение климата сказалось на увеличении глубины сезонного протаивания грунтов. В 1997 г. в рамках Международного проекта

циркумполярного мониторинга деятельного слоя (CALM) в северной тайге с массивно-островным распространением мерзлоты была организована наблюдательная площадка, оборудованная для ежегодных наблюдений по стандартам проекта (размер 100*100 м, количество точек наблюдений 121). Наблюдательные точки расположены по сетке с шагом 10 м. Площадка расположена на мерзлом торфянике III озерно-аллювиальной равнины. Под слоем торфа мощностью 5-100 см, залегает разнородный, преимущественно мелкий, пылеватый песок с маломощными линзами и прослоями супеси и суглинков, которые на глубине около 5,5 м сменяются слабодистой (шлировая льдистость 10%) супесью. Выбор участка для мониторинга был не случаен. В 1971-1979 гг. здесь выполнялись научно-исследовательские работы, связанные со строительством газопровода Надым-Пунга, в ходе которых определялась глубина протаивания в естественных и нарушенных условиях. Эти данные отражали климатические условия более холодных 60-гг. XX века и могли служить фоновыми значениями для выявления реакции мерзлоты на изменение климата.

Результаты мониторинга глубины сезонного протаивания

По данным 1972-1997 гг. торфяники с мощностью органического горизонта от 30 до 65 см, имеющие развитый мохово-растительный покров высотой 10-15 см, считались устойчивыми к изменению климата, поскольку слой торфа и мощный растительный покров играли стабилизирующую роль и сглаживали влияние погодных условий (Комплексный..., 2012). До 1997 г. тенденции к увеличению мощности сезонно-талого слоя (СТС) на торфяниках в естественных условиях не наблюдалось. Глубина залегания кровли многолетнемерзлых пород (ММП) изменялась от 45 до 65 см, в ответ на межгодовую изменчивость климатических параметров. Температура ММП составляла в 70-е гг. XX века -2...-0,2 °С. В нарушенных условиях (снятый растительный покров и частично торфяной горизонт) в те же годы происходило стремительное увеличение глубины протаивания, которая к 1997 г. на торфяниках достигала уже 190 см.

Участок, выбранный в 1997 г. для продолжения наблюдений за изменением глубины сезонного протаивания грунтов, охватывает 5 наиболее распространенных на торфяниках фаций: плоскобугристый торфяник с морошково-кустарничково-осоково-моховым покровом, мелко кочковатые осоково-кустарничковые участки, краевая часть плоскобугристого торфяника с кустарничково-моховым покровом, кустарничково-травяно-сфагновое болото, осоково-моховые заболоченные ложбины стока.

В болотах и ложбинах стока кровля ММП в 70-гг. залегала на глубинах около 1,5 - 3 м, в XXI веке ее положение углубилось до 5-7 м. При благоприятных климатических условиях в этих фациях происходило сезонное промерзание грунтов на высоких кочках, образовывались перелетки, которые существовали около 2 лет, после чего происходила деградации мерзлоты. Быстрой деградации перелетков способствовало не только повышение температур воздуха, но и увеличение количества летних атмосферных осадков, количество которых в самом теплом месяце года (июле) 2014 и 2015 гг. превысило норму в 2 и 3 раза соответственно.

В краевой части плоскобугристого торфяника на площадке в 2019 г. были выполнены комплексные геофизические исследования с помощью преломленных продольных и поперечных SH-волн, что позволило установить, что кровля ММП залегает там на глубине 3-5 м.

Поверхность плоскобугристого торфяника и мелкобугристых участков осложнена кочками, бугорками и мочажинами. Максимальная глубина уровня надмерзлотных вод в конце периода протаивания составляет 1,5 – 2 м, верхняя часть разреза дренирована. Из-за значительной разницы относительных отметок микрорельефа (0,5-1,5 м, реже 2 м), высота снежного покрова (данные снегомерной съемки 2019, 2020 гг.) и, соответственно глубины сезонного протаивания имеют большую пространственную дифференциацию (Бобрик и др.,...2015). На дне мочажин отсутствует растительный покров и органический горизонт. В ряде мочажин и понижений высота снежного покрова превышает критическую и промерзание грунтов в них не происходит. Глубина залегания кровли ММП на таких участках превышает 200 см, а глубина промерзания составляет 100 – 130 см. В 1997 г. площадь участков с переуглубленным положением кровли составляла 41% от общей площади плоскобугристого торфяника, в 2020 - 93%, что свидетельствует о деградации ММП. На таких участках после редких холодных малоснежных зим (например, в 2017 г.) возможно увеличение глубины промерзания и временное смыкание сезонной и многолетней мерзлоты.

На возвышенных участках торфяника, в точках, с мощным растительным и органическим покровом глубина сезонного протаивания в 1997 г. составляла в среднем 73 см, а в 2020г. увеличилась до 160 см (Рис.1), но количество таких точек уменьшается с каждым годом. В 2020 их оставалось на наблюдательной площадке только 9.

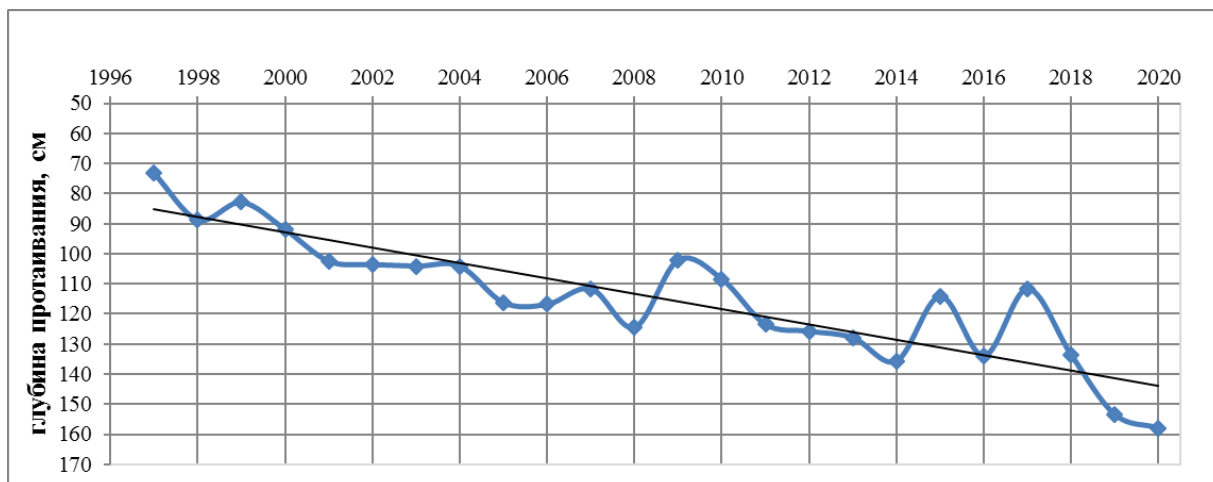


Рисунок 1. Изменение глубины протаивания грунтов на наблюдательной площадке с 1997 по 2019 гг.

Таким образом, на торфяниках постепенно увеличивается площадь участков с мерзлотой несливающегося типа, которые иногда именуют участками с переуглубленным положением кровли ММП. Температура ММП поднялась с $-2...-0,2$ °С (70 гг. XX века) до $-0,1$ °С в XXI. Увеличение мощности СТС и понижение кровли ММП привели к тепловой осадке поверхности. За 15 лет оно составило 14 см (Рис. 2) по данным нивелировки поверхности от геодезического репера. Понижение поверхности зафиксировано на всех положительных формах рельефа, подвергавшихся пучению.



Рисунок 2. Тепловая осадка поверхности наблюдательной площадки с 2004 по 2019 гг.

Выводы

Деградация мерзлоты в северной тайге Западной Сибири происходит с 80 гг. XX века и выражается в понижении её кровли и повышении температуры многолетнемерзлых пород до значений близких к 0 °С. В зоне массивно-островного распространения многолетнемерзлых пород на торфяниках происходит стремительное расширение участков с переуглубленным положением кровли мерзлоты.

В 2020 г. кровля многолетнемерзлых пород на торфянике залегала на глубине 1,60 -5 м, то есть протаивание пока не достигло кровли слоя, сложенного слабольдистой супесью. Сезонное промерзание, как правило, достигает на торфяниках 100 - 130 см, слой сезонного промерзания не смыкается с многолетнемерзлыми породами. На возвышенных участках торфяника с мощным растительным покровом глубина сезонного протаивания увеличилась с 73 см в 70 гг. XX века до 160 см в XXI веке. Тепловая осадка поверхности составила на торфяниках за 15 лет в среднем 14 см.

Можно предположить, что продолжение процесса деградации многолетней мерзлоты (тепловой осадки поверхности, понижения кровли многолетнемерзлых пород) приведет к существенным перестройкам поверхностного и подземного стока и может привести к авариям на линейных сооружениях.

Библиография

1. Бобрик А.А., Гончарова О.Ю., Матышак Г.В. и др. Взаимосвязь геокриологических условий и гидротермических параметров почв плоскобугристых торфяников севера Западной Сибири (станция Надым)//Криосфера Земли, 2015, т. XIX, №4, с.31-38.
2. Васильев А.В., Гравис А.Г., Губарьков А.А. и др. Деградация мерзлоты: результаты многолетнего геокриологического мониторинга в Западном секторе Российской Арктики //Криосфера Земли, 2020, т. XXIV, №2, с. 15-30.
3. ВНИИГМИ–МЦД [сайт]. – URL: <http://www.meteo.ru>(дата обращения: 16.11.2020).
4. Комплексный мониторинг северотаежных геосистем Западной Сибири/отв. Редактор В.П. Мельников. Рос. Акад. Наук, Сиб. От-ние, Институт криосферы Земли.- Новосибирск: Академическое изд-во «Гео», 2012.-207 с.

Влияние слабой сейсмичности на возникновение и развитие оползневых процессов и особенности проведения расчётов для обоснования мероприятий инженерной защиты

Прасолов А.А.* (НИУ МГСУ, ghfcjkjdfylhtq@yandex.ru)

Аннотация

В ходе данной работы проанализированы особенности оползневых процессов и влияние слабой сейсмичности на их развитие, оценена возможность формирования триггерного воздействия для склонов, находящихся в близком к предельному состоянию. Показаны основные особенности протекания оползневых процессов, основным фактором развития которых являлись слабые сейсмические толчки.

Выявлено современное состояние проблемы в рамках нормативных документов при проведении мероприятий по инженерной защите от оползневых процессов, в том числе с учётом сейсмического воздействия. Выделены основные методы для оценки слабой сейсмичности как фактора оползнеобразования и последующих расчётов опасности и риска.

Ключевые слова

Оползни, слабая сейсмичность, инженерная защита

Теория

Сейсмичность является одним из основных факторов формирования оползневых процессов. При этом она относится к особым воздействиям (как, например, карстовые процессы или просадочность грунтов), так как её проявление может быть практически моментальным и крайне трудно предсказуемым. В связи с современным развитием строительной области приходится осваивать ранее неиспользованные территории со сложными инженерно-геологическими условиями. К ним относятся также территории, подверженные различными геологическими и инженерно-геологическими процессами, в частности оползневыми.

Однако, несмотря на значительное распространение данных процессов на территориях с различной степенью сейсмичности, оценка последней до сих пор представляется крайне трудной задачей даже при установлении её как основного фактора образования оползней, не говоря уже о территориях с сейсмичностью менее 7 баллов. При этом случаи инициирования оползней землетрясениями малой сейсмичностью происходят регулярно. В связи с этим оценка сейсмичности малой интенсивности как распространённого триггерного фактора развития оползневого процесса является серьёзной и важной задачей в инженерных изысканиях.

В настоящее время в нормативных документах обязательного применения по проведению инженерной защиты зданий и сооружений от опасных геологических процессов (основной из них – СП 116.13330.2012) при проведении инженерно-геологических расчётов устойчивости склонов учитываются сейсмические воздействия не менее 7 баллов (за исключением особо опасных, технически сложных и уникальных объектов типа АЭС, ГЭС и т. д.), в то время как для склонов, находящихся близко к предельному равновесию, даже незначительное дополнительное сдвигающее

воздействие может привести к потере устойчивости. При проектировании противооползневых и противообвальных сооружений используют метод предельных отношений для двух групп предельных состояний – полной непригодности сооружения к дальнейшей эксплуатации и непригодности к нормальной эксплуатации. При этом в результате расчёта устойчивости склонов определяют коэффициент устойчивости склона, который сравнивается с нормативным значением, величина которого по первой группе предельных состояний зависит от годовой вероятности сочетания нагрузок.

Чем ниже вероятность рассчитываемого сочетания нагрузок, тем ниже расчётный коэффициент устойчивости. Таким образом, для годовой вероятности 0,01 (1 раз за 100 лет) коэффициент устойчивости для сооружений 3 уровня ответственности составляет 1,045, для сооружений 2 уровня ответственности достигает 1,09, а для сооружений 1 уровня – 1,14, а для годовой вероятности 0,001 (1 раз за 1000 лет) – 0,99, 1,035 и 1,08, соответственно. Однако расчёты, проводимые инженерными методами, показали, что при сейсмическом воздействии в 5 и 6 баллов с использованием пиковых ускорений по С.В. Медведеву (Ломтадзе, 1977) (применяющиеся в СП 14.13330.2018) уменьшение коэффициента устойчивости может достигать 0,09 и 0,14, соответственно. Таким образом, даже незначительная добавка, вызванная слабой сейсмичностью, может приводить к потере устойчивости оползневых склонов, на которых могут быть запроектированы инженерные сооружения.

Существует достаточно много примеров возникновения оползней, вызванных слабой сейсмичностью в относительно асейсмических зонах. Например, в сентябре 2018 года в Катав-Ивановске (Челябинская область) после землетрясения в 6 баллов и афтершока в 5 баллов произошёл сход оползня длиной до 760 м, шириной 40-80 м и глубиной захвата пород оползнем 4-6 м (Спектор, Вожик, 2018). При этом по картам общего сейсмического районирования (ОСР-2015) данный город имеет весьма слабую сейсмичность: 5 баллов по картам А, В и 6 баллов по картам С (периодичность 500, 1000 и 5000 лет), аналогичную сейсмичность имеют города Шатура и Рошаль на востоке Московской области по отголоскам от очагов на Урале. Аналогично для территории Москвы на оползневых участках Воробьёвы горы и Коломенское максимальные смещения в верхней части склона на некоторых участках были зафиксированы в 1977 году (Орлова и др., 2020) после Вранчанского землетрясения в Румынии (8 баллов), отголоски которого в Москве достигали 5 баллов.

Особенностью малых сейсмических воздействий, вызванных глубокофокусными землетрясениями, является их значительная продолжительность. Для этих землетрясений характерны малые значения пиковых ускорений (которые могут не достигать даже $0,1 \text{ м/с}^2$), но при этом продолжающиеся в течение очень длительного времени (до 5 минут). Для учёта длительности воздействия используется поправочный коэффициент, зависящий от продолжительности воздействий не менее половины от пиковых. Тогда с учётом данной поправки приведённые пиковые ускорения, используемые для последующих расчётов будут достигать $0,25 \text{ м/с}^2$ и характеризовать сейсмическое воздействие для подобных землетрясений.

В пределах Москвы для участков с наиболее неблагоприятными грунтовыми условиями, как, например, в районе восточной части Воробьёвых гор у Андреевской набережной, в которых в настоящее время происходят активные глубинные подвижки в основных деформирующихся горизонтах, представленных средне-верхнеюрскими глинами келловейского и оксфордского ярусов, интенсивность землетрясений с поправкой может превышать 5 баллов (рис. 1).

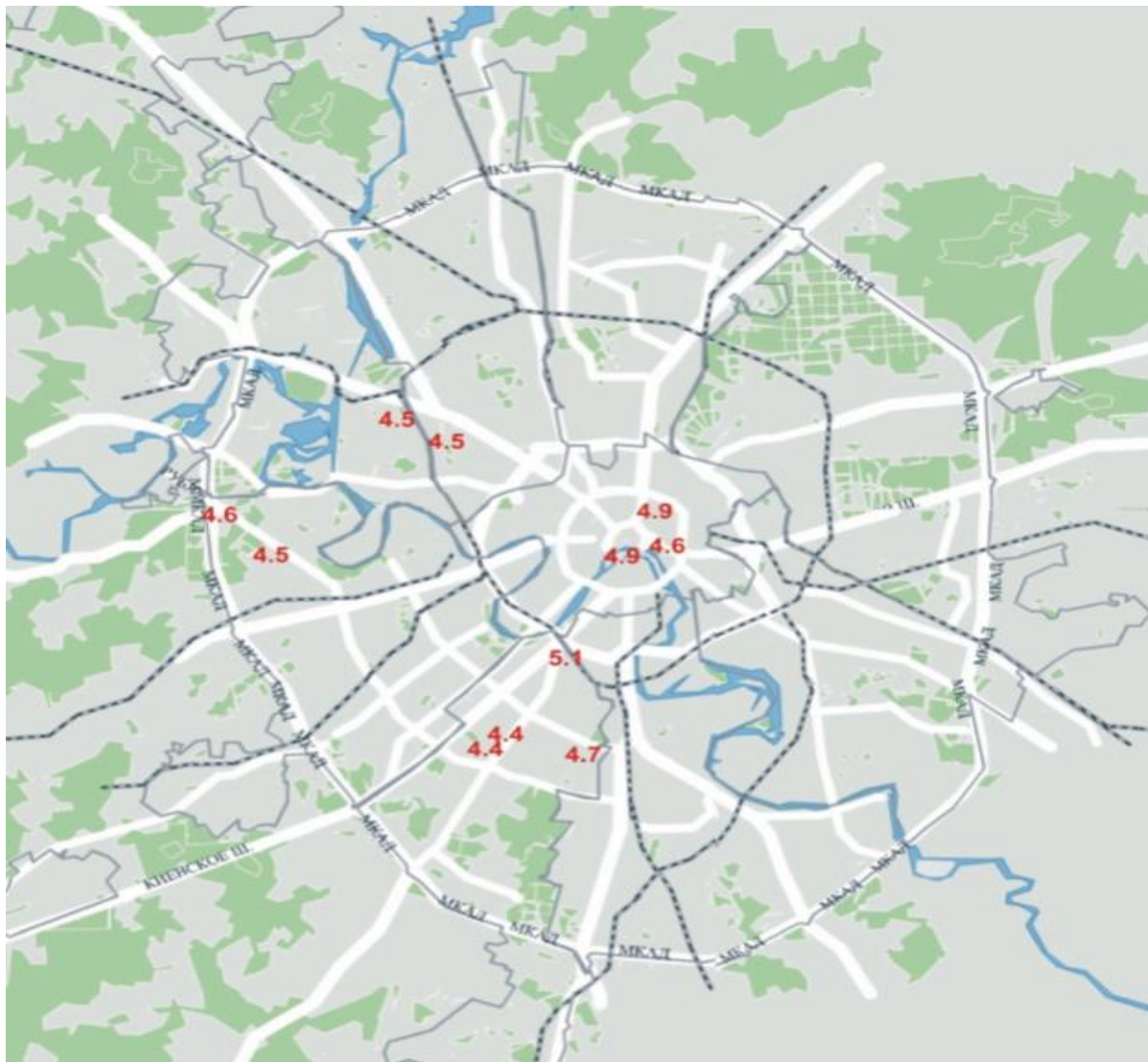


Рисунок 1. Карта Москвы с оценённой по скорректированной шкале с учётом длительности колебаний сейсмической интенсивности при сценарном землетрясении ($M_w=8,0$ в зоне Вранча) (Павленко, 2017).

Выводы

В целом, для учёта слабой сейсмичности при оценке устойчивости оползнеопасных склонов может быть применено два способа по определению критерия, когда необходимо использовать в расчётах данное воздействие. По первому методу можно при помощи обратных расчётов определить, какое воздействие необходимо для достижения равенства расчётного и нормативного коэффициента устойчивости, выявить разрушающее ускорение и далее сравнить его с ускорениями с привязкой к баллам интенсивности по приложению Б из ГОСТ Р 57546-2017 “Землетрясения. Шкала сейсмической интенсивности”. Полученное значение интенсивности сравнить с баллами по картам ОСР и определить необходимость расчёта малой сейсмичности для данного склона.

По второму методу можно определить средние изменения коэффициента устойчивости при учёте сейсмичности соответствующей интенсивности и прибавлять их

к нормативному коэффициенту устойчивости. Так можно будет получить новые нормативные коэффициенты устойчивости, с которыми можно сравнивать расчётные коэффициенты устойчивости и если последние будут не превышать первые, то возникнет необходимость учёта сейсмичности малой интенсивности. Но для использования второго метода необходимо будет провести исследования и собрать достаточный материал, чтобы новые нормативные коэффициенты устойчивости с учётом малой сейсмичности были обоснованы и стали надёжным критерием для проведения дополнительных расчётов.

Решение этих задач позволит уточнить не только инженерно-геологические расчёты по оценке устойчивости оползнеопасных склонов, но и провести уточнение геологического риска (например, с какой годовой вероятностью для данного сооружения коэффициент устойчивости может быть меньше 1), который может содействовать более грамотному обоснованию инженерной защиты зданий и сооружений, а также оценить возможный ущерб в экономическом, социальном и экологическом аспектах. На основании результатов проведенных исследований и выявленных закономерностей будет оценена возможность использования данных методов в рамках инженерных изысканий, а также при проведении различных геоэкологических работ. Тем самым, можно будет получить данные, которые позволят строить различные инженерные сооружения более надёжно и экономически целесообразно.

Библиография

1. Ломтадзе В.Д. Инженерная геология. Инженерная геодинамика. Л., Недра, 1977. – 479 с.
2. 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.
3. Павленко О.В. Акселерограммы сценарного землетрясения в г. Москва в пунктах с различными грунтовыми условиями // Вопросы инженерной сейсмологии. 2017. № 4. С. 5-28.
4. Спектор С.В., Вожик А.А. Информационная сводка о проявлениях экзогенных геологических процессов на территории Российской Федерации за III квартал 2018 г. М.: Гидроспецгеология, 2018. 159 с.

Оценка карстово-суффозионной опасности и расчет диаметра карстово-суффозионных провалов на участке долины р. Упы
Романова Е.Р.* (МГУ, liza170298.romanova@yandex.ru)

Аннотация

Рассмотрена территория в пределах г. Тулы, в пределах второй надпойменной террасы р. Упы, составлена карта мощности глинистых отложений, перекрывающих карстующийся горизонт. Схематизирован геологический и выстроена гипотеза развития карстово-суффозионных провалов. Рассчитаны возможные диаметры карстово-суффозионных провалов, составлена карта. Произведено районирование территории по диаметру возможных провалов.

Ключевые слова

Карст, карстово-суффозионные провалы, опасность, диаметр карстово-суффозионных провалов

Теория

Рассматриваемая территория находится в черте города Тулы. Размер исследуемого участка в плане примерно 300*200 м. В геоморфологическом отношении площадка расположена на II надпойменной террасе р. Упы. Абсолютные отметки поверхности изменяются и имеют подъем с юго-запада на северо-восток.

Геологическое строение территории изучено до глубины 25 м и в нем принимают участие (снизу вверх):

- комплекс нижнекаменноугольных отложений тульского горизонта (C_1tl), представленный глинами полутвердыми и твердыми, песками средней степени водонасыщения и водонасыщенными, известняками, средней прочности и малопрочными.

- комплекс верхнечетвертичных аллювиальных отложений ($aQIII$), представленный суглинками тугопластичными и полутвердыми;

- комплекс современных техногенных образований ($tQIV$) представленный мягкопластичным суглинком с прослоями щебня и гальки и песками мелкими водонасыщенными;

В гидрогеологическом плане территория характеризуется наличием двух водоносных горизонтов, приуроченных к четвертичным и нижнекаменноугольным отложениям.

Построена карта мощности глинистых отложений, перекрывающих верхний карстующийся горизонт. Было произведено районирование территории по степени карстовой опасности, территории с мощностью глин 0-5 м были отнесены к опасным, 5-10 м – к потенциально опасным, больше 10 м – к неопасным (рис. 1) [4].

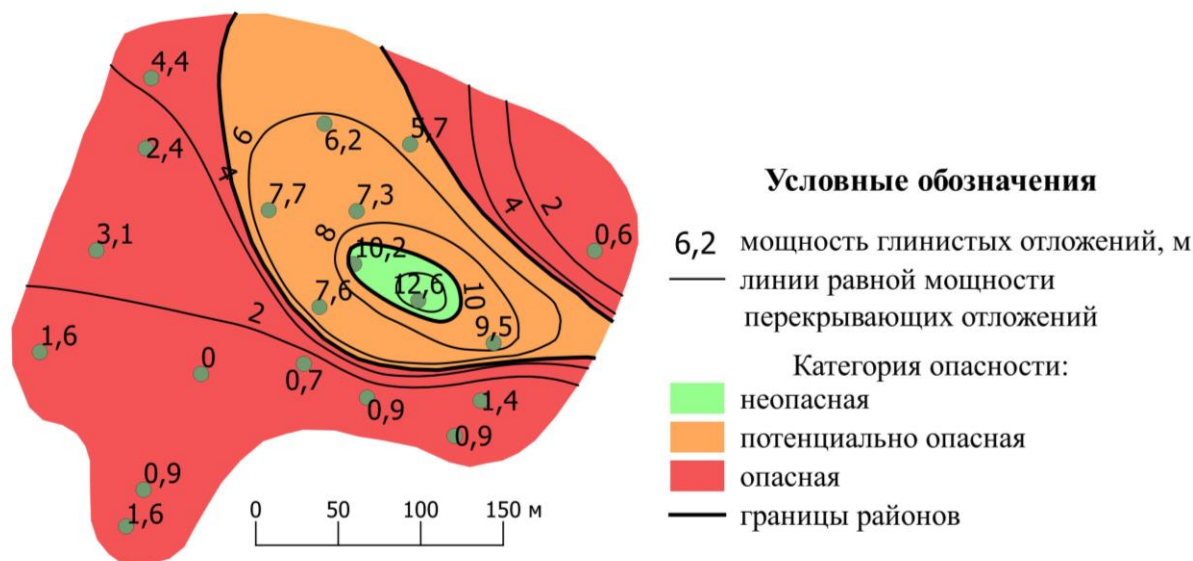


Рисунок 1. Карта карстово-суффозионной опасности

Для территории, отнесенной к неопасной из-за большой мощности перекрывающих глинистых отложений и неглубокого их залегания, расчеты диаметра карстовых провалов не производились. Остальная территория была поделена на три участка. На участке № 1 глинистые отложения, перекрывающие карстующийся горизонт, отсутствуют (их мощность равна 0 м), и на известняке залегают несвязные песчаные отложения нижнего отдела каменноугольной системы. Участок № 2 характеризует последовательное чередование связных и несвязных грунтов в перекрывающей толще, и мощность глинистого экранирующего горизонта меньше 7 м. На участке № 3: мощность перекрывающих глинистых отложений изменяется от 7 до 10 м.

В данной работе для расчета диаметра карстово-суффозионных провалов использована модель последовательного формирования свода обрушения, в ее основе лежит решение М.М. Протождяконова, согласно которому над горной выработкой (ослабленным участком) обрушение пород происходит в границах параболического свода, заменив $tg\varphi$ на коэффициент крепости горных пород, получаем: $D_1 = 2m_2 \cdot (tg\varphi_2 + c_2/\sigma_z)$, где φ_2 , c_2 – угол внутреннего трения и сцепление грунтов (нижний индекс «2» указывает на принадлежность показателей к слою 2).

Если высота свода обрушения больше, либо равна мощности экранирующего слоя ($b_{св} \geq m$), то, как показывают опыты, консоли, нависающие над сводом, неустойчивы и смещаются сразу вслед за ним [1]. При этом диаметр «окна» D_1 в экранирующем слое примерно равен диаметру полости D.

Необходимо учитывать силовое воздействие подземных вод. При учете силового воздействия подземных вод в виде объемных сил в расчет вводится удельный вес грунтов, взвешенных в воде, по формуле $\gamma' = (\gamma_s - \gamma_w)(1 - n) = (\gamma_s - \gamma_w)/(1 + e)$, где γ_s , n , e – объемный вес минеральной части, пористость и коэффициент пористости грунтов; $\gamma_w \approx 10$ кН/м³ – удельный вес воды.

Для слоев схематизированной покровной толщи, состоящих из нескольких инженерно-геологических элементов (ИГЭ, прослоев), определялось средневзвешенные

значения всех показателей их свойств и состояния. Расчеты базируются на консервативном подходе к решению детерминированных задач геомеханики, в качестве расчетных приняты нормативные значения удельного веса грунтов и прочностные показатели, полученные при изысканиях с доверительной вероятностью 0.95.

По виду траекторий движения и распределению скорости частиц различают три формы истечения сыпучих тел через отверстие [2]. Первая форма характеризуется перемещением несвязных грунтов внутри столба, или трубы течения шириной, практически равной пролету подземной полости. Первая форма движения характерна для песков плотного и среднего сложения при постепенном поступлении материала в отверстие. Реализация именно 1-й формы, возможна на участке №2.

При второй форме движения песков канал заметно расширяется вблизи полости, а цилиндрическим становится на некотором удалении от нее. Эта форма обычно реализуется в рыхлых песках и вообще в несвязных грунтах при быстром их истечении в полость-приемник. Такая форма движения песков возможна на участке № 1. Тогда ширина канала D_k будет находиться по формуле [1]: $D_k = R(1 + \sin\varphi)^2 / 2\sin^3\varphi$, где R- радиус «выпускного отверстия».

Так как полости в карстующихся породах не вскрыты на всей территории, то можно предположить наличие зоны дробления. Над такой зоной может происходить оседание земной поверхности, называемое мульдой оседания. Диаметр центральной части определяется при помощи модели Протодыяконова, а общий диаметр такого оседания определяется величиной угла сдвижения $\varphi_{сдв} = 45 + \varphi/2$.

Произведя для каждой скважины схематизацию разреза, рассчитав средневзвешенные значения показателей свойств и произведя расчет на основе рабочей гипотезы, была составлена карта распределения диаметров карстово-суффозионных провалов и произведено районирование территории по диаметрам возможных карстово-суффозионных провалов (рис 2) [3].

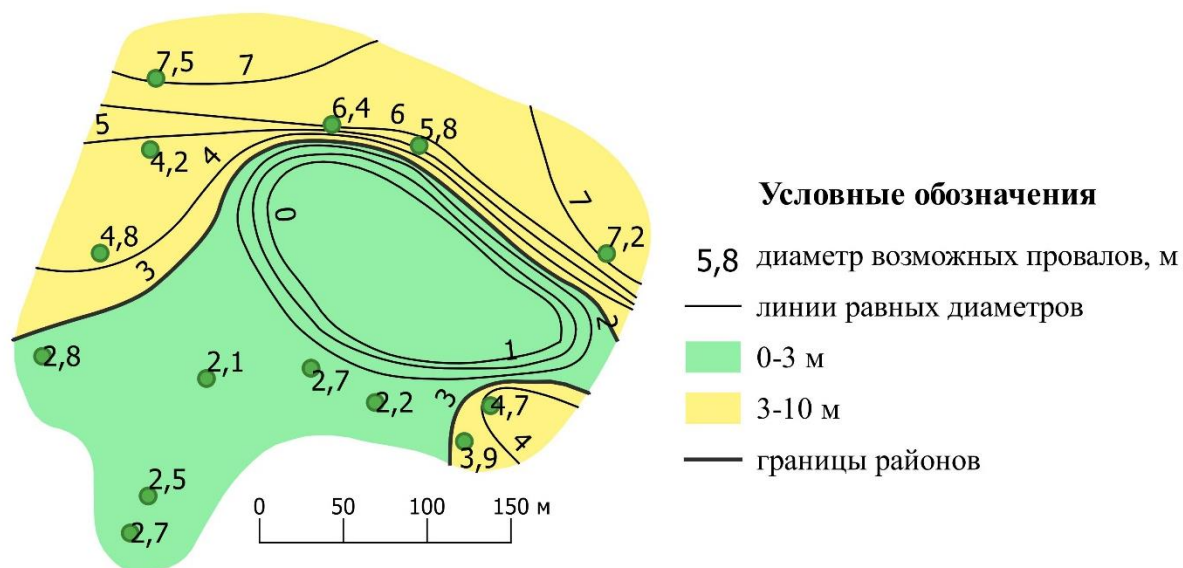


Рисунок 2. Карта районирования по диаметрам возможных карстово-суффозионных провалов

Выводы

В результате проделанной работы были построены две карты районирования, районирование первой произведено по мощности глинистого экранирующего горизонта, второй по диаметру карстово-суффозионных провалов. Они показывают, что изучение геологического строения, построение рабочей гипотезы образования карстово-суффозионных провалов на данной территории, и расчет предполагаемых диаметров, позволили уточнить и понизить категорию ее опасности, что в свою очередь удешевит строительство.

Библиография

1. Аникеев А.В. Провалы и воронки оседания в карстовых районах: механизмы образования, прогноз и оценка риска. Москва: РУДН, 2017. 328 с.
2. Клейн Р.Г. Строительная механика сыпучих тел. М.: Стойиздат, 1977. 249 с.
3. СП 11-105-97. Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть II. Правила производства работ в районах развития опасных геологических и инженерно-геологических процессов.
4. Инструкция по проектированию зданий и сооружений в районах города Москвы с проявлением карстово-суффозионных процессов. Москва. 1984 г.

Сейсмическое микрорайонирование в инженерной геологии
Стриха Ю.Н. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, deyl.aleksandra@yandex.ru),*
Романов В.В. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, roman_off@mail.ru)

Аннотация

Противостоять землетрясению, как одному из самых разрушающих стихийных бедствий возможно.

Сейсмическое микрорайонирование проводится с целью уточнения сейсмичности, установленной по карте ОСР-2016 года. И оценив сейсмическую опасность данного процесса, необходимо применить антисейсмические мероприятия при строительстве, которые могут значительно снизить риск ущерба или даже вовсе избежать его.

Ключевые слова

Сейсморазведка, сейсмическое микрорайонирование, инженерная геология.

Теория

Инженерная сейсморазведка является частью инженерно-геофизических изысканий при проектировании, строительстве и эксплуатации зданий и сооружений. Её использование даёт ценную информацию о строении и физико-геологических параметрах грунтов и многократно снижает затраты на буровые работы и лабораторные исследования. В условиях урбанизированных систем из геофизических методов возможно применение только сейсмических методов.

При помощи инженерной сейсморазведки можно решить множество геологических задач, в том числе и сейсмическое микрорайонирование. (Романов В. В., 2014)

Свыше четверти территории России подвержено потенциальным сейсмическим воздействиям, требующим проведения антисейсмических мероприятий в более чем 300 городах и населенных пунктах страны. Самыми опасными в сейсмическом отношении являются Северный Кавказ, весь юг Сибири и Дальний Восток, где интенсивность сейсмических сотрясений может достигать 8-9 и 9-10 баллов по 12-балльной макросейсмической шкале MSK-64.

Согласно СП 14.13330.2018, при проектировании зданий и сооружений на площадках сейсмичностью 7, 8 и 9 баллов необходимо проводить сейсмическое микрорайонирование.

Основной задачей сейсморазведочных работ в инженерной геологии является расчленение верхней части разреза по скоростным характеристикам и дальнейшее использование этих данных для выполнения сейсмического микрорайонирования.

При постановке методики для проведения сейсморазведочных работ учитываются факторы поверхностных условий, глубины исследования, геологические, гидрологические, расположение зданий и сооружений, уровень техногенных и

естественных шумов, требования РСН 60-86, РСН 65-87, СП 14.13330.2018, СП 11-105-97 часть 6.

В данной работе будет рассмотрен метод МПВ (метод преломленных волн) с использованием первых вступлений преломленных и преломлено-рефрагированных волн двух типов (продольных и поперечных) на примере города Геленджика.

Цели, задачи и методы сейсмического микрорайонирования четко регламентированы. В сейсмическом микрорайонировании существуют следующие методы: инженерно-геологические, сейсмических жесткостей, сейсмологические, а так же расчетные методы. Обязательным методом является метод сейсмических жесткостей, который проводится путем сравнения значений сейсмических жесткостей изучаемых и эталонных грунтов с учетом влияния обводненности разреза и возможных резонансных явлений.

В соответствии с действующей картой сейсмического районирования ОСР-16, которая регламентирует степень вероятных сейсмических воздействий на здания и сооружения, территория Северного Кавказа отнесена к 8- и 9-балльным зонам.

В соответствии с принятой концепцией построения карт ОСР-16, в «линеаментно-доменно-фокальной» (ЛДФ) модели рассматривается регион с его интегральной характеристикой сейсмического режима и три его основных структурных элемента - линеаменты; домены и потенциальные очаги землетрясений (Уломов, Шумилина, 1999-2000)

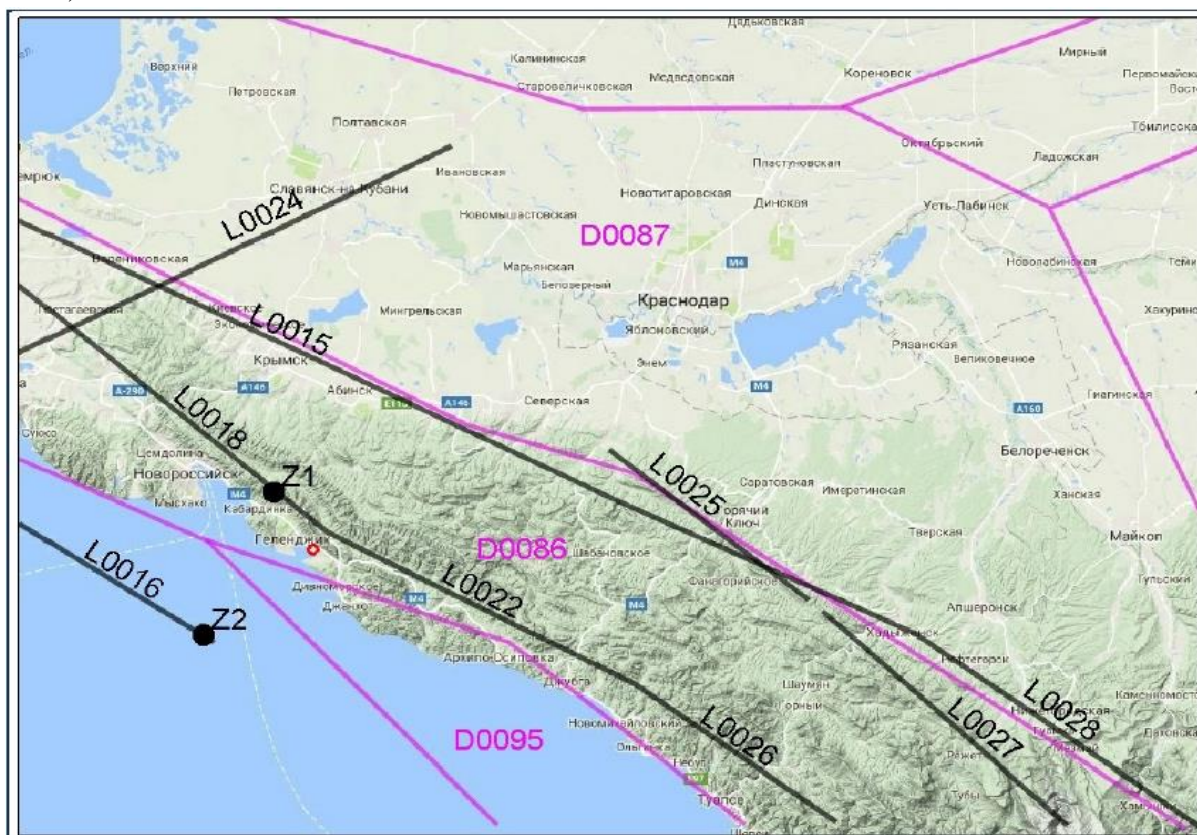


Рисунок 1. Сейсмогенерирующие структуры в окрестности г. Геленджик: линеаменты (черные линии) и домены (площадные структуры, ограниченные фиолетовыми линиями), и очаги сценарных землетрясений Z1 и Z2 (черные кружки). Положение изучаемого объекта отмечено красным.

Как видно из рисунка 1, наиболее близко к изучаемому объекту расположены линеаменты L0015, L0018, L0022 и L0016. Они способны генерировать землетрясения с магнитудами $M_{max} = 6.5$ (L0015), 6.5 (L0018), 6.5 (L0022) и 6,5 (L0016). При этом объект находится в пределах домена D0086, для которого максимально возможные землетрясения имеют магнитуду $M_{max}=5.5$ и в близости от домена D0095 ($M_{max}=5.5$).

Ближайший к изучаемому объекту расположен линеамент L0018. Он является наиболее опасным среди всех линеаментов, поскольку он способен генерировать землетрясения с максимальной магнитудой 6.5 с сейсмическим эффектом до 8 баллов.

Второй наиболее опасный – линеамент L0016, способный вызывать сейсмический эффект в 7.5 балла.

Не выбраны в качестве сценарных землетрясения, связанные с линеаментом L0022($M_{max} = 6.5$) и L0025($M_{max} = 7.0$), т.к. период повторяемости превышает 500лет.

Номер линеамента и домена в базе ОСП-97	Магнитуда ПОЗ, M_w	Координаты эпицентра ¹		Глубина гипоцентра ² , км	Ориентировка очага		Размеры очага, км	
		°с.ш.	°в.д.		Простирание ³	Падение ⁴	длина	ширина ⁵
L0018(Z1)	6.5	44.68	37.97	7.5	123°	90°	25	10
L0016(Z2)	6.5	44.42	37.79	10	116°	90°	25	10

¹ эпицентр – центр проекции на земную поверхность гипоцентра,
² гипоцентр – центр объемного очага,
³ простирание - азимут длинной горизонтальной оси плоскости очага,
⁴ падение - угол наклона к горизонту плоскости очага,
⁵ ширина - длина по падению.

Рисунок 2. Очаговые параметры очагов сценарных землетрясений для изучаемого объекта.

Уточнение исходной сейсмичности участка

В соответствии с картами сейсмического районирования ОСП-16 согласно СП 14.13330.2018, фоновая сейсмическая интенсивность в баллах шкалы MSK-64 для средних грунтовых условий и степени сейсмической опасности А (10%) составляет 8 баллов.

Оценка исходной фоновой сейсмичности изучаемого объекта произведена несколькими способами. Данные отражены на рисунке 3.

Метод оценки	Значение фоновой сейсмической интенсивности для степени сейсмической опасности с вероятностью 10% в течении 50 лет или периода повторяемости – один раз в 500 лет. Балл
Комплект карт ОСП-97-А в баллах MSK-64 с шагом 1 балл (утвержденные карты)	8.0
Комплект карт ОСП-97-А в баллах MSK-64 в изолиниях с шагом 0.1 балл	8.05
Оценки исходной сейсмичности по уравнению макросейсмического поля Шебалина Н.В.	8.0
По результатам расчета повторяемости сейсмического эффекта на основании баз данных ОСП-97	8,05

Рисунок 3. Значения исходной сейсмической интенсивности.

На основании полевых и лабораторных исследований выделено 4 (ИГЭ).

ИГЭ № 1,2 –Крупнообломочные грунты. Категория грунтов по сейсмическим свойствам – вторая.

ИГЭ № 3– Глыбово-щебенисто-дресвяный грунт с суглинистым заполнителем. Категория грунтов по сейсмическим свойствам – вторая.

ИГЭ № 4) – коренные породы. Категория грунтов по сейсмическим свойствам –I

На исследуемую глубину 30 м, воды вскрыты не были.

Сейсмическое микрорайонирование по методу сейсмических жесткостей

Метод сейсмических жесткостей (инструментальный метод) применяется для количественной оценки относительных изменений (приращений) сейсмической интенсивности на участках с различными инженерно-геологическими условиями (РСН 65-87 и РСН 60-86).

Он основан на сравнении значений сейсмических жесткостей, эталонных $V_3 \cdot \rho_3$ и локальных $V_{взв30} \cdot \rho_{взв30}$ грунтов. Мощность расчетной толщи, влияющей на сейсмичность, принималась, согласно СП 14.13330.2018, равной 30 м.

В верхней 10-ти метровой толще грунтов преобладают дресвяно-щебенистые грунты с суглинистым заполнителем, далее по разрезу до 30-ти метров –элювий коренных пород и коренные породы.

Данные для расчета были получены с помощью цифровой сейсмостанции SGD-SEL.

По результатам анализа, средневзвешенные скорости в 30-ти метровой толще составляют $V_S = 1000$ м/с, $V_P = 2300$ м/с, $\rho = 2.3$ т/м³.

В результате анализа материалов землетрясений, а также результатов моделирования и расчета синтетических акселерограмм было получено следующее:

- сейсмичность для карты ОСР-16-А для средних грунтов в г. Геленджике соответствует 8.05 балла, что соответствует ускорениям 207см/с²;

- приращение сейсмического эффекта для площадки строительства составляет от -0.33 до +0,2 балла.

- фоновая сейсмичность площадки 8.0 баллов по карте ОСР-16-А.

- итоговая сейсмичность с учетом приращения оценивается от 7.7 – 8,2 балла.

Выводы

Современное сейсмическое микрорайонирование позволяет уточнить величину сейсмических воздействий на сооружения от ожидаемых землетрясений, обобщая данные о прошлых землетрясениях, материалы о тектонических условиях района,

сведения о физических свойствах грунтов и подстилающих пород, о мощностях верхних отложений.

С учетом уточненной исходной сейсмичности, расчетная сейсмическая интенсивность для степени сейсмической опасности А (10%) в течение 500 лет по шкале MSK-64 составляет 7,7-8,2 балла – 8 баллов в целочисленных значениях, при расчете по методу сейсмических жесткостей.

Библиография

1. СП 14.13330.2018 Строительство в сейсмических районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81*, введ. 2018-11-25 - Москва: Стандартинформ, 2018 - 115 с.
2. СП 11-105-97 Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть VI. Правила производства геофизических исследований, введ. 2004-01-01 - Москва: Госстрой России, 2000. – 50 с.
3. Романов В.В. Инженерная сейсморастворка М., 2014. –357 с.
4. РСН 60-86 Инженерные изыскания для строительства. Сейсмическое микрорайонирование. Нормы производства работ, введ. 1987-01-01 – Москва: Госстрой РСФСР, 1986. – 50 с.
5. РСН 65-87 Инженерные изыскания для строительства. Сейсмическое микрорайонирование. Технические требования к производству работ, введ. 1988-01-01 – Москва: Госстрой РСФСР, 1987. – 26 с.
6. Уломов В.И., Шумилина Л.С. Проблемы сейсмического районирования территории России. М.: ВНИИГТИ Госстроя России. 1999. 56 с

*Локальное изучение оползневого процесса на примере Загорской ГАЭС»
Суслин И.Р. (МГРИ, suslin.ilya.97@list.ru)*

Аннотация

В статье рассмотрен пример локального изучения механизма оползневого процесса, развивающегося в следствие нестационарного режима уровня водохранилища Загорской ГАЭС-1, путём организации системы мониторинга оползневого процесса на территории нижнего водохранилища.

Ключевые слова

Оползень, мониторинг, Загорская ГАЭС, локальное изучение.

Теория

Локальные исследования оползней выполняются при составлении заключений по отдельным объектам, инженерно-геологических изысканиях для строительства различных сооружений на стадии проект, а также на ключевых участках при инженерно-геологических съемках. Эти исследования осуществляются на основе специализированной оползневой съемки. Локальное изучение оползней проводится, как правило, после их регионального изучения, что дает возможность детализировать программу исследований применительно к конкретным инженерно-геологическим условиям.

Инженерно-геологические условия Сергиево-Посадского района характеризуются развитием с поверхности чехла рыхлых песчаных и глинистых отложений, главным образом, четвертичного возраста. Они формируют современный рельеф и заполняют глубокие погребенные эрозионные врезы. Общие черты геологического строения участка определяются наличием двух структурно-стратиграфических ярусов. Коренную основу геологического разреза на глубину до 250 м слагают мезозойские породы. Они залегают практически горизонтально и представляют собой ритмично чередующиеся пласты и пачки, песчаного и глинистого состава. Павлеозойские породы - известняки каменноугольной системы - залегают на глубине 150-300 м.

Подземные воды содержатся в коренных породах и перекрывающей их толще четвертичных отложений. Региональным водоупором являются юрские глины, залегающие на кровле верхнекаменноугольных пород.

На территории ГАЭС распространены следующие экзогенные геологические процессы: переработка берегов водохранилищ, оползневые процессы, заболачивание, поверхностная и овражная эрозия. По имеющимся данным категория сложности инженерно-геологических условий описываемой территории – III сложная. Для безопасной эксплуатации ГАЭС и недопущения развития аварийных ситуации предлагается разработать систему мониторинга за экзогенными геологическими процессами - оползневым и переработкой берегов водохранилищ. Система мониторинга является основной для выработки мер по локализации процесса.

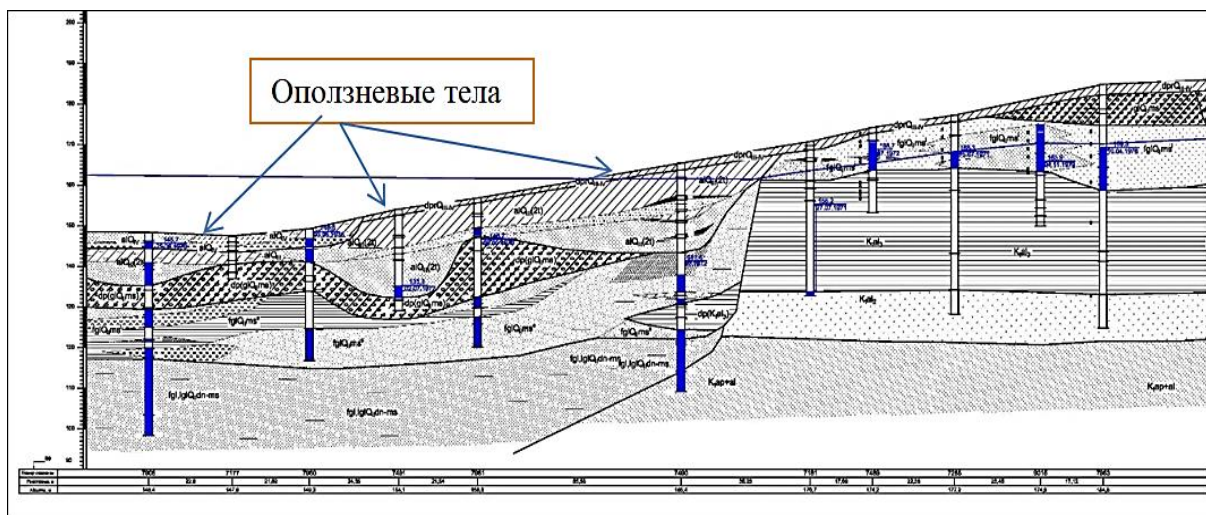


Рисунок 1. Схематический инженерно-геологический разрез оползневого склона

В ходе изучения оползневого процесса на территории нижнего водохранилища Загорской ГАЭС было предварительно выявлено три ключевых участка (рис.2), на которых предполагалось разместить системы мониторинга за активизацией оползневого процесса и переработки берегов водохранилищ, которая провоцирует развитие оползневого процесса. Планировалось так же провести оползневую съёмку масштаба 1:500 и геофизические исследования вдоль береговой линии нижнего водохранилища с целью выявления активизации оползневых процессов.



Рисунок 2. Расположение трёх «ключевых участков»

Для наблюдения за оползневым процессом планируется установить три схемы расположения реперов, представленных на рис.3. На оползневом теле планируется установить от шести до девяти реперов, основная часть которых должна быть установлена на теле, а один планируется установить сверху оползневого тела. Система

наблюдений оборудуются инклинометрами, Наблюдения проводятся в автоматизированном режиме.



Рисунок.3 Схематическое расположение систем мониторинга на участке 2 и 3

Маршрутные наблюдения проводятся с целью обследования систем мониторинга и проведения замеров отступления береговой линии и движением оползневого тела. Обследования систем мониторинга заключается в проверке конструкции реперов и их деформирования. Проведение замеров отступления берегов водохранилища и движением оползневых тел планируется проводить 4 раза в год. Так же при маршрутных наблюдениях стоит учитывать нестационарный режим нижнего водохранилища Загорской ГАЭС, а также влияние климатических факторов на активность переработки берегов водохранилища.

Выводы

Мониторинг оползневого процесса играет важную роль в раскрытии механизма оползневого процесса и оценки опасности его развития. Создание систем мониторинга на нижнем водохранилище Загорской ГАЭС является эффективным методом наблюдения за развитием оползневого процесса в результате не стационарного режима водохранилища, Предлагаемый метод может быть использован на водохранилищах со сходными условиями.

Благодарности

Автор выражает благодарность сотрудникам института Гидропроект за предоставленные материалы и возможность участия в работе на данном объекте.

Библиография

1. Г.К. Бондарик, В.В. Пендин, Л.А. Ярг Инженерная геодинамика – КДУ, 2015 -470 стр.
2. Г.К. Бонданик, Л.А. Ярг Инженерно-геологические изыскания – КДУ, 2014 -420 стр.

Внедрение сверхширокополосного георадиолокационного зондирования с целью оптимизации сейсморазведочных работ в арктических регионах
Переплеткин И.А. (ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»),*
ivan_perepletkin@mail.ru), Кузнецов В.И. (ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»),
kuznetsovvi@tyuiu.ru)

Аннотация

На данный момент не существует общепризнанной технологии инверсии сейсмических данных, гарантирующей корректный учет всех поверхностных факторов и получение однозначной геологической и глубинно-скоростной модели (ГСМ). Кроме того, традиционная сейсморазведка ориентирована на изучение глубинных резервуаров, а не на объекты верхней части разреза (ВЧР). Необходимо применять альтернативные методы изучения ВЧР, чтобы преодолеть проблему дефицита информации. Среди альтернативных методов можно выделить зондирование становлением поля в ближней зоне (ЗСБ). Однако в качестве наиболее перспективной технологии мы выделяем сверхширокополосную радиорадарную съемку методом отраженных электромагнитных волн (МОЭМВ). Эффективность комплексирования МОЭМВ с сейсморазведкой и мЗСБ обоснована экспериментальными исследованиями последних лет.

Ключевые слова

Георадарная съемка, верхняя часть разреза, малоглубинная электроразведка, комплексирование геофизических методов

Теория

В настоящее время продолжаются широкомасштабные геологоразведочные работы на нефть и газ на Крайнем Севере России. Одной из наиболее актуальных проблем исследований здесь, бесспорно, являются многолетнемерзлые породы, неоднородная толща которых значительно искажает сейсмические данные в области ВЧР. Наложение помех от мерзлоты и прочих высоко- и низкоскоростных неоднородностей разного генезиса и структуры значительно затрудняет учет всех приповерхностных факторов при введении поправок за ВЧР, что требует исключительно современных комплексных подходов. Из наиболее перспективных методов (в дополнение к сейсморазведке 3D МОВ-ОГТ и электроразведке мЗСБ), является недавно разработанная [1,2] и динамически развивающаяся технология георадарной сверхширокополосной съемки.

Для начала, рассмотрим вкратце взаимосвязь каждого из методов. Идея метода георадиолокационного зондирования методом отраженных электромагнитных волн (МОЭМВ) заключается в излучении импульсов волн и регистрации сигналов, отраженных от границ раздела с разной ДП [1]. На рис. 1 дан общий вид прибора (георадар ГРОТ-12Н) и схема образования волновой картины.

Удельное сопротивление по ЗСБ может быть преобразовано в акустические параметры (V_p) с эмпирическими зависимостями [3]. Первая эмпирическая связь (1) между сопротивлением и скоростью волны P была предложена в 1951 году Фаустом (здесь Z - глубина (в футах), $K=1948$, R – удельное сопротивление, Ом•м):

$$Vp = K(ZR)^{(1/6)} \quad (1)$$

Усовершенствованная [5] запись уравнения через время прихода волны (2):

$$sonic = K(ZR)^{(-exp)} \quad (2)$$

где sonic - это время прохождения Р-волны, а К и exp - эмпирические константы. На рис. 2 дан наглядный пример подобного пересчета.

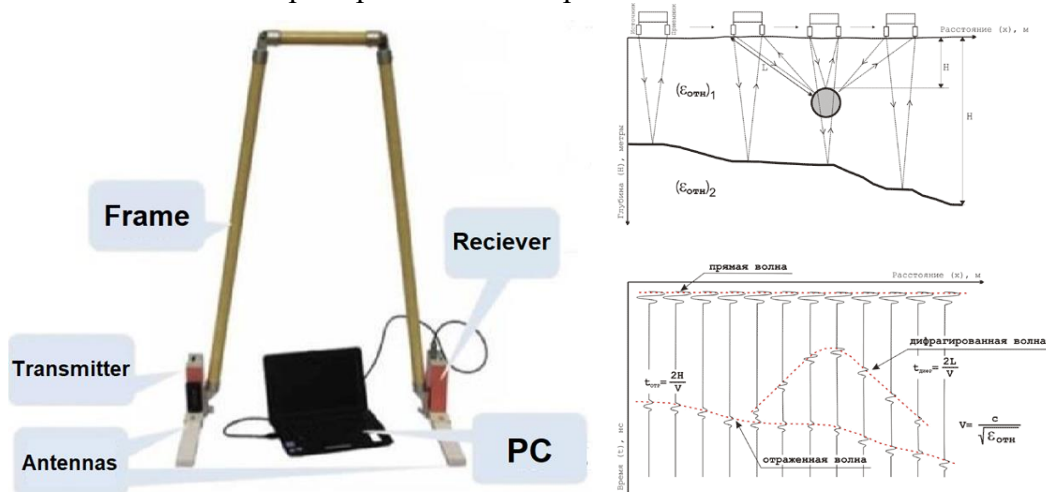


Рисунок 1. Конструкция георадара серии ГРОТ-12 и общий вид образования волновой картины

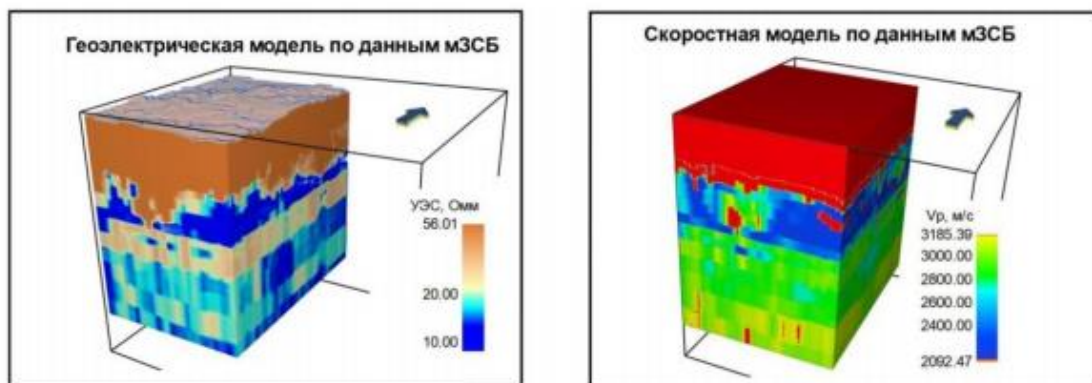


Рисунок 2. Пересчет куба УЭС (слева) в куб интервальных скоростей (справа)

Далее, наиболее распространенной моделью, описывающей ДП для геологической среды, является модель, описываемая зависимостью (3):

$$\varepsilon = \varepsilon_0 + i\sigma\omega; \quad (3)$$

Решение волнового уравнения во временной области уже на стадии постановки краевой задачи предполагает квазистационарность. В этих условиях уравнение (3) переходит в уравнение теплопроводности (4):

$$\frac{\partial E}{\partial t} = \sigma^{-1} \frac{\partial^2 E}{\partial z^2} \quad (4)$$

Его решение: $E(t, z) = \frac{C_0}{\sqrt{t}} \exp\left(-\frac{\sigma(z-\sigma^{-1})^2}{4t}\right)$, при $x=0$: $E(t, 0) = \frac{C_0}{\sqrt{t}} \exp\left(-\frac{1}{4\sigma t}\right) \rightarrow \frac{C_0}{\sqrt{t}}$.

По результатам проведенных расчетов авторами [1], данное приближение хорошо работает в области $n_0 z < 0,7t$, где $n_0 = \sqrt{\epsilon_0}$. А при $n_0 z > 0,7t$. Коэффициент C_0 определяется тепловым потоком, вошедшим через границу. Из проведенных преобразований следует, что производная поля определяет проводимость (5):

$$\epsilon_0 \frac{\partial^2 E}{\partial t^2} + \sigma \frac{\partial E}{\partial t} - \frac{\partial^2 E}{\partial z^2} = 0 \xrightarrow{\epsilon_0 \frac{\partial^2 E}{\partial t^2} \ll \frac{\partial^2 E}{\partial z^2}} \frac{\partial E}{\partial t} = \sigma^{-1} \frac{\partial^2 E}{\partial z^2}, \quad (5)$$

Волновые параметры сигнала по мере распространения в геологической среде достаточно сложным образом зависит от структуры ДП самой среды, которая претерпевает значительные изменения в результате действия на неё внешнего электромагнитного поля. При георадарных исследованиях характерные времена зондирующих сигналов могут иметь порядок, сопоставимый со временами формирования ДП исследуемой среды. Проведённые исследования [4] позволили установить функцию тренда (6) для связи скорости V_p и ДП:

$$\epsilon = 0,00119V_p + 1,41383, R^2 = 0,55 \quad (6)$$

R^2 будет повышаться (7), к примеру, при известной плотности пород:

$$\epsilon = 0,00072 V_p + 2,3032\phi - 2,4137, R^2 = 0,68 \quad (7)$$

Наглядно сравнение радарограмм МОЭМВ и сейсмограмм представлено на рис. 2 на одной из л.у. (ЯНАО) по результатам экспериментальных работ в начале 2020 года. Отчетливо видно, что удовлетворительное качество сохраняется в пределах глубин до 450-500 м без потери качества на радарограммах одновременно с большим разрешением в сравнении с сейсморазведочными данными. Процедуры обработки данных сейсморазведки в георадиолокации также очень схожи (удачный пример введения кинематических поправок в ПО Promax представлен на рис. 4). Единственное, нужно понимать различие методов и учитывать эффекты (например, дисперсию э/м свойств), а также заменив в вертикальной шкале традиционные мс для сейсморазведки на нс, ввиду высокого вертикального разрешения МОЭМВ [2]. Также есть перспективы совместной обработки трёхмерной георадиолокации и сейсморазведки.

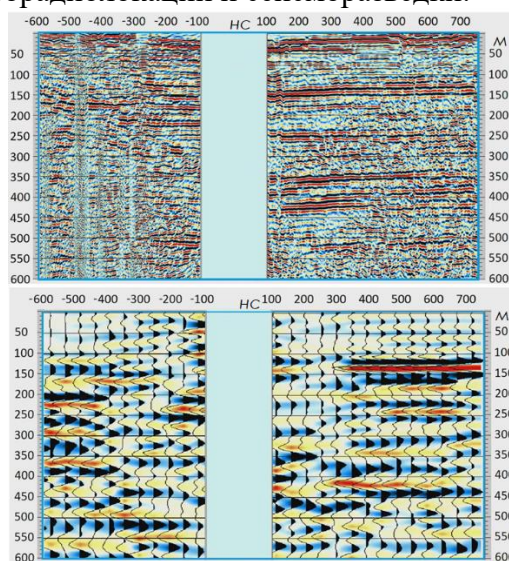


Рисунок 3. Визуальное сравнение радарограмм и сейсмограмм ОПВ, ЯНАО

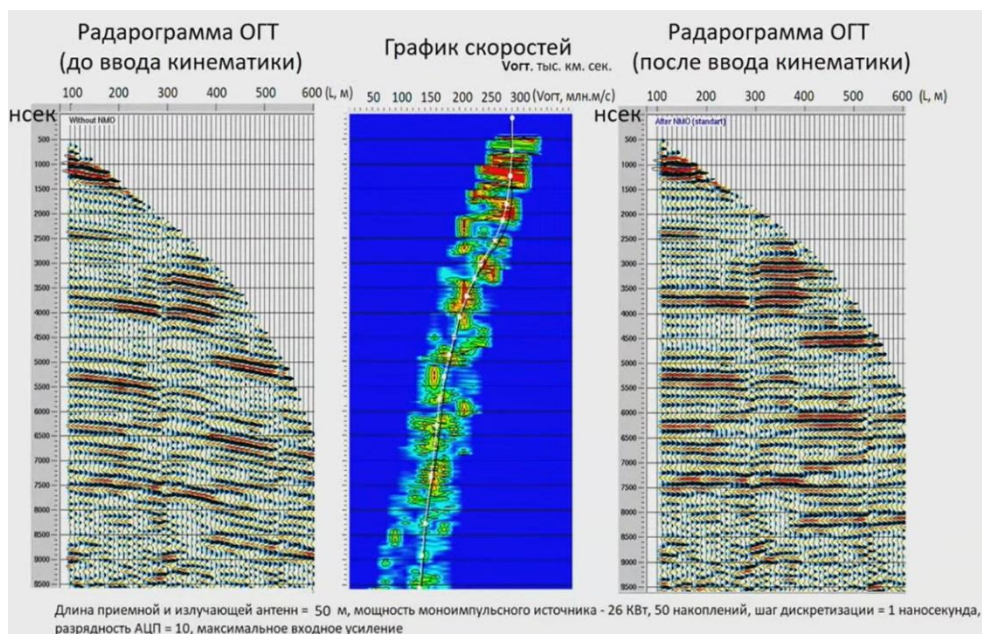


Рисунок 4. Пример операции обработки (введение кинематических поправок) радарограмм в Promax

Выводы

Анализируя последние результаты внедрения методов, можно сделать вывод, что осложненным влиянием ММП за счет того, что возможен прямой прогноз характера насыщения перспективных структурных объектов при детальном анализе и интерпретации данных. Эффективность их комплексирования обоснована последними экспериментальными исследованиями и представляется возможным на всех стадиях разведки, разработки и дальнейшей эксплуатации месторождений, а также при процессе доразведки. Возможные негативные экологические последствия и риски при обустройстве месторождений также будут минимизированы, так как при проведении георадиолокационной съемки, будет доступна информация и о физико-механических свойствах грунтов, что является крайне важным аспектом при проектировании геологоразведочных работ на нефть и газ в Арктической зоне.

Библиография

1. Варенков В.В., Волкомирская Л.Б., Гулевич О.А. Разработка методики оценки кажущейся проводимости геоэлектрического разреза по данным МОЭМВ. Современные проблемы дистанционного зондирования и радиолокации: Муром, 2018, 8 с.
2. Волкомирская Л.Б., Гулевич О.А., Варенков В.В., Сахтеров В.И. К вопросу о требованиях к техническим характеристикам георадара / Журнал «Геология и геофизика», №4 // СО РАН, 2018, Новосибирск, с. 541-552.
3. Поспеев А.В., Буддо И.В., Агафонов Ю.А. Современная практическая электроразведка // Новосибирск: Академическое издательство «Гео», 2017, 331 с.
4. Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J. The Rock Physics Handbook // Cambridge, 2009, 511 p.
5. Shelokhov, I., Buddo, I., Smirnov, A., Sharlov, M., Agafonov, Y. Inversion of TEM responses to create a near surface velocity structure. First Break, 10: EAGE, 2018, p. 47-51.

Условия формирования и типы минеральных подземных вод в пределах восточного склона Сихотэ-Алиня и прибрежно-морских участков в восточной части Приморского края

Трубицын Д.С.* (ФГБОУ ВО «Воронежский государственный университет», di_trubitsyn@mail.ru), Сергатских А.А. (ФГБОУ ВО «Воронежский государственный университет», Sergatskih@mail.ru)

Аннотация

Дано представление об основных типах, о происхождении и условиях формирования минеральных подземных вод на восточном склоне Сихотэ-Алиня и в прибрежно-морской зоне Японского моря в пределах восточной части Приморского края. В зависимости от условий формирования выделены несколько типов месторождений минеральных подземных вод. Приводится схема распространения минеральных подземных вод, обобщенные современные данные по их ионному и газовому составу.

Ключевые слова

Минеральные подземные воды, условия формирования, месторождения минеральных подземных вод, запасы минеральных подземных вод.

Восточная часть Приморского края расположена на восточном, обращённом к морю, склоне Сихотэ-Алиня. С запада регион ограничивает Сихотэ-Алиньский водораздел, а с востока – берег Японского моря. Восточное Приморье – самый молодой по геологическим меркам район края и единственный регион в Приморье, где имеются горячие источники [1].

Рельеф территории представлен сильно расчлененным низкогорьем с отдельными хребтами среднегорья. Абсолютные отметки поверхности изменяются от 0 до 1200-1500 м.

Территория исследования полностью расположена в пределах Восточно-Сихотэ-Алинской гидрогеологической складчатой области (ГСО), которая вытянута полосой вдоль побережья Японского моря [2]. По геолого-структурному районированию Восточно-Сихотэ-Алинская ГСО полностью расположена в Восточно-Сихотэ-Алинском вулканическом поясе.

В строении вулканического пояса участвуют несколько последовательно сменяющихся формаций в возрастном диапазоне «поздний альб – миоцен»: терригенно-андезитовая, риолитовая, риолит-андезитовая, риолит-базальтовая и завершается базальтовой формацией. Мигматиты образуют простые и сложные вулканотектонические депрессии, кальдеры проседания, интрузивно-купольные структуры. Палеогеновые и неогеновые вулканы чаще залегают горизонтально, заполняя грабенообразные понижения.

Информационной основой для написания статьи послужили результаты работы по объекту «Создание комплектов гидрогеологических и инженерно-геологических карт масштаба 1:1000 000 по листу L-53 (оз. Ханка), которые проводились в период 2017-2019 года при участии авторов статьи.

По условиям формирования существенно различаются месторождения минеральных подземных вод восточной части Сихотэ-Алиня и мезо - кайнозойских вулканических структур прибрежно-морских участков [3].

В пределах восточного склона Сихотэ-Алиня формируются месторождения углекислых холодных и азотных термальных вод.

Практически все месторождения углекислых и термальных вод приурочены к зонам тектонического дробления и разломам и формируются под воздействием углекислого газа, а так же локально прогретых участков земной коры. Размеры месторождений, химический состав вод находится в зависимости от степени раскрытости трещин, характера водовмещающих отложений и условий разгрузки вод.

Самые крупные месторождения углекислых вод, наиболее вероятно могут быть встречены на восточных склонах Сихотэ-Алиня. Однако восточная часть бронирована эффузивами и эффузивно-осадочными образованиями верхнего мела. Здесь долгоживущие разломы в большинстве своём залечены и выходы углекислого газа и минеральных вод на поверхность редки. Месторождения встречаются в районах, где мощность эффузивов уменьшается. На исследуемой территории выходы углекислых вод отсутствуют, в данной работе не рассматриваются.

Воды термальных проявлений имеют наиболее глубокую циркуляцию, они протягиваются на восточном склоне Сихотэ-Алиня.

Геологическая ситуация изученных проявлений достаточно близка – это контактные зоны между интрузиями гранитов и эффузивными породами Сихотэ-Алинского вулканического пояса. Как правило, основными подводящими каналами являются трещины и зоны дробления.

Запасы минеральных и термальных вод формируются на больших глубинах. На поверхности проявляются только родниковым стоком - естественными ресурсами [3]. Наиболее исследованными являются источники «Амгинской» группы азотных термальных минеральных вод, расположенными в долинах рек Амгу и Максимовка. Наиболее известными источниками являются: Теплый ключ, Сайон, Кхуцин.

При проведении маршрутных исследований были обследованы термальные источники «Амгинской группы» (родники №№779, 807, 832) с отбором проб воды на химический и газовый состав (Рис.1).

Источник «Теплый Ключ» расположен в 18 км от села Амгу. Впервые был описан в 1968 году, дебит на тот момент составлял 0,5 л/с, $t +27\text{ }^{\circ}\text{C}$. В 2018 году на момент обследования дебит источника составлял 1,33 л/с, $t +30\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Характерной особенностью азотных термальных вод являются значения $\text{pH} > 8$ и низкая минерализация. Это типичные содовые воды с резким преобладанием гидрокарбонат-иона и натрия, которые выделены в собственный тип (табл.1). Судя по низкой минерализации вод и характеру распределения микроэлементов, циркуляция вод в толще пород происходит достаточно быстро [4].

На *прибрежно-морских участках* минеральные воды формируются за счёт интрузий морских вод. В речных долинах в период трансгрессий в кайнозойские морские воды заходили вглубь материка. Инфильтрационные морские воды сформировали в водопроницаемых породах

значительные скопления, существующие и в настоящее время. Мощность обводнённых отложений, содержащих солёные воды значительна. Вдоль побережья Японского моря воды по химическому составу хлоридно-натриевые, с минерализацией до 40 г/дм³. В трещиноватых породах солёные воды занимают верхнюю часть разреза. При взаимодействии с породой, подземными водами других горизонтов и зон разрывных нарушений, воды изменяют свой химический состав - метаморфизуются.

В пределах прибрежно-морских участков можно выделить следующие типы месторождений:

1. *Аллювиально-морских, морских четвертичных отложений.* Запасы формируются в поровых обводнённых отложениях, связанных с морем или речными водами, обогащёнными морской водой за счёт приливов или нагонных явлений. Запасы складываются из естественных запасов горизонта, естественных и привлекаемых ресурсов.

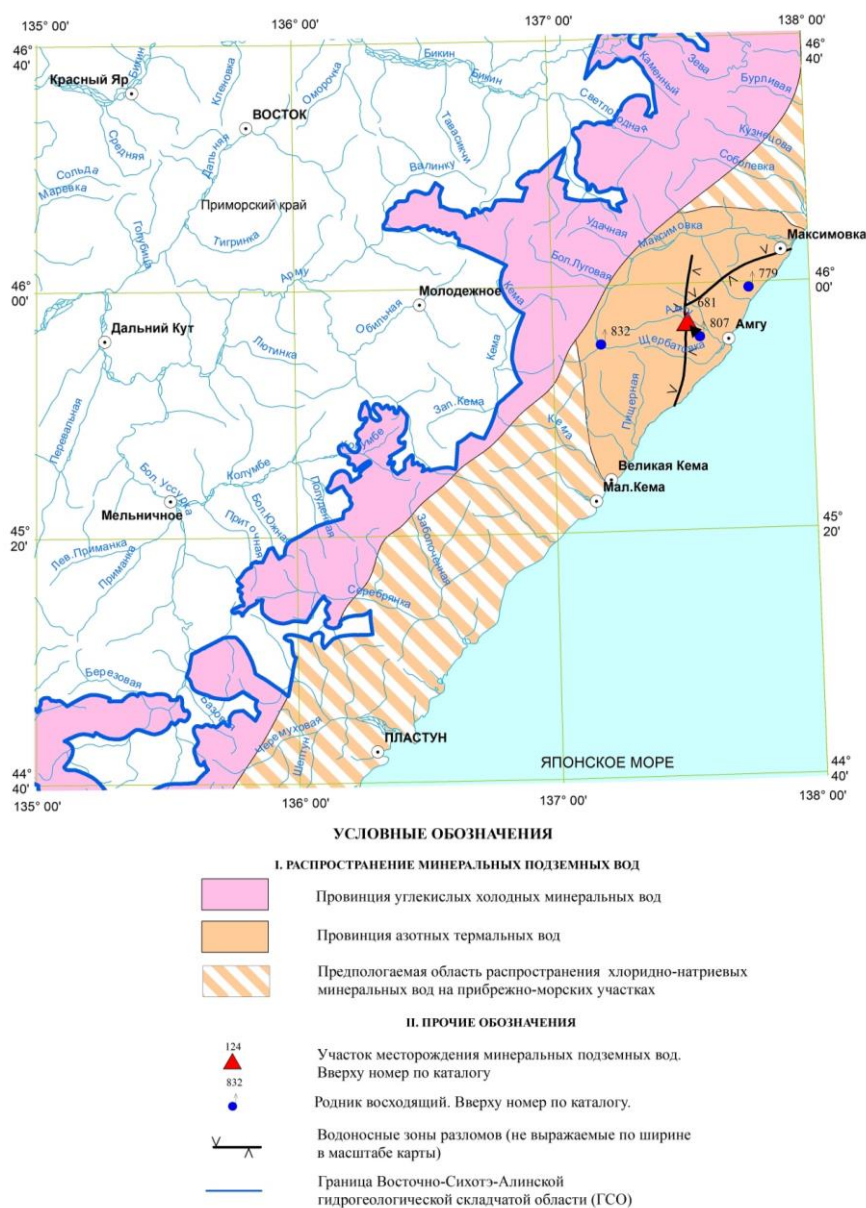


Рисунок 1. Схема распространения минеральных подземных вод в пределах Восточно-Сихотэ-Алинской ГСО

2. *Прибрежно-морских участков распространения докайнозойских пород.* Запасы формируются в верхней трещиноватой зоне скальных пород, обычно ниже уровня моря и связаны с морем или речными водами, обогащёнными морской водой за счёт приливов или нагонных явлений. Запасы складываются из естественных запасов трещиноватой зоны, привлекаемых ресурсов со стороны моря или перетекания из вышележащих горизонтов.

На основании группировки водопроявлений и месторождений разных типов минеральных подземных вод на исследуемой территории выделены следующие провинции [3]: 1) провинция азотных термальных вод; 2) область распространения вод повышенной минерализации прибрежно-морских участков (Рис. 1).

К каждой провинции приурочены минеральные воды определённого химического и газового состава, температуры (Табл. 1).

Таблица 1
Районирование минеральных вод

Провинция, область распространения минеральных вод	Преобладающий газовый состав температура	Минерализация преобладающий ионный состав
Провинция азотных термальных вод	N_2 20-35 ⁰ С	$\text{M} - 0,1-0,4 \text{ г/дм}^3$; $\text{HCO}_3 + \text{CO}_3$ Na
Область распространения минеральных вод на прибрежно-морских участках	$\text{CH}_4, \text{N}_2, \text{O}_2$ 4-10 ⁰ С	$\text{M} - 1,0-40,0 \text{ г/дм}^3$; Cl Na, Ca

Выводы

Практически все месторождения минеральных подземных вод на исследуемой территории приурочены к зонам тектонического нарушения (разломам).

Размеры месторождений, химический состав вод находится в зависимости от степени раскрытости трещин, характера водовмещающих отложений и условий разгрузки вод.

Воды термальных проявлений имеют наиболее глубокую циркуляцию, протягиваются на восточном склоне Сихотэ-Алиня. Представителями этого типа являются источники «Амгинской» группы азотных термальных минеральных вод.

В пределах прибрежно-морских участков формируются хлоридно-натриевые воды повышенной минерализации за счёт интрузий морских вод.

Библиография

1. Брагин И.В., Челноков Г.А. Геохимия термальных вод Сихотэ-Алиня. Газовый аспект// Вестник ДВО РАН, 2009. №4. с 147-151.
2. Пугач С.Л., Коваленко И.А., Кокорева С.В. Карта гидрогеологического районирования территории Российской Федерации масштаба 1:2 500 000 (для ведения мониторинга подземных водных объектов). Унифицированные схемы объектов

гидрогеологической стратификации территории Российской Федерации (артезианских бассейнов). Москва, 2011.

3. Челноков А.Н., Челнокова Б.И., Дружинина М.В., Результаты региональной оценки прогнозных ресурсов минеральных вод Приморского края (по сост. на 01.01.1995г.). Отчет по участку Региональному за 1991-1994г.г. ГГЭ, В.-Надеждинское, 1995. Росгеолфонд 467388.
4. Чудаев О.В., Харитонов Н.А., Челноков Г.А., Брагин И.В. Гидроминеральные ресурсы Приморского края// Вестник ДВО РАН, 2016. №5. с 11-20.

***Исследование гидрогеохимических и микробиологических особенностей
Касимовского ПХГ***

***Филиппова Д.С.* (ИПНГ РАН, filippovads@ipng.ru), Сафарова Е.А. (ИПНГ РАН,
safarovaelisaveta@gmail.com)***

Аннотация

В данной работе описаны гидрогеохимические и микробиологические исследования по определению состава и потенциальной функциональной активности микробных сообществ пластовой воды из Касимовского подземного хранилища газа (ПХГ), расположенного в водоносном горизонте.

Результаты работ направлены на типизацию микробиологических процессов, выявление закономерных связей между особенностями микробиологических популяций, геохимией вод и литологией пород.

Ключевые слова

Микробиологическое сообщество, метан, геномный анализ, ПХГ

Источники финансирования

Работа выполнена в рамках государственного задания по теме: «Научное обоснование оптимальных условий подземного хранения водорода совместно с метаном», № АААА-А19-119101690016-9.

Теория

Объект исследования – пластовая вода нижнещигровского горизонта, отобранная из скв. 5 Касимовского ПХГ. Для подземного хранения газа используется верхняя часть песчаной пачки щигровского горизонта верхнего девона, залегающая на глубине 760 – 820 м, характеризующийся как высокопроницаемый коллектор с пористостью порядка 30 % и проницаемостью до 0,05·10⁻¹⁰ м². Эти отложения представлены переслаивающимися глинистыми, алевролитовыми и песчаными породами и характеризуются значительной фациальной изменчивостью. Перекрывается пласт-коллектор глинистыми отложениями мощностью от 21 до 44,4 м. Водоносный комплекс щигровского горизонта франского яруса приурочен к терригенным отложениям, представленным песчаными и глинистыми пачками, общая мощность которых достигает 300 м. Водоносные горизонты приурочены к пачкам рыхлых песчаников и алевролитов и имеют лишь локальные невыдержанные по простиранию глинистые водоупоры. Воды пласта-коллектора относятся к зоне застойного водообмена. Песчано-глинистые отложения верхней пачки щигровского горизонта характеризуются значительной фациальной изменчивостью, которая выражается резкой литологической сменой песчаников, глин и алевролитов как в вертикальном разрезе, так и по площади.

Задачами исследования являются: а) определение состава и потенциальной функциональной активности микробных сообществ в пластовой воде подземных хранилищ газа; б) оценка взаимовлияния природных газов на подземные микробные

сообщества и обратное воздействие микроорганизмов на состав газа на подземных объектах хранения.

Для решения поставленных задач были проведены:

- Гидрогеохимический анализ пластовой воды;
- Посев на селективные среды;
- Световая микроскопия;
- Газовая хроматография проб (анализ в газовой фазе CH_4 и углеводородных компонентов CO_2 , H_2 , O_2 , N_2);
- Жидкостная хроматография проб (определение летучих жирных кислот и спирты)
- Определение накопления нитритов;
- Геномный анализ.

Гидрогеохимическая характеристика приводится по данным анализов, выполненных в июле и сентябре 2019 г. Минерализация пластовых вод в течение года изменялась в пределах от 145 до 147 г/л. Воды относятся к слабым рассолам. Пластовые воды по В.А. Сулину представлены хлоридно-кальциевым (ХК) представленны генетическим типом. Пластовая вода имеет низкощелочную реакцию, показатель рН в течение года довольно стабилен и изменялся в пределах от 8,07 до 8,63. Плотность воды – 1,071-1,113 г/см³. Натрий-хлорный коэффициент - 0,60-0,72. Анализ воды подтверждает её морской генезис [1].

По данным 2019 г. газонасыщенность воды колеблется в пределах 12 – 220 см³/л. Объёмная доля азота в составе проб достигает 95,87 %, что свидетельствует об азотном типе водорастворенных газов в соответствии с классификацией М.И. Субботы и А.Ф. Романюка (1972). Углеводородные газы (УВГ) представлены преимущественно метаном, объёмная доля УВГ варьирует в пределах 0,27 – 0,44 %.

Обнаружены низшие жирные кислоты, представленные уксусной кислотой, концентрация которой составляла 91 мг/л, и C3-C5 летучими кислотами, суммарная концентрация которых составила 40,5 мг/л. Субстратами как для аэробных, так и для анаэробных микроорганизмов могут служить присутствующие в пластовой воде ПХГ уксусная кислота и другие летучие кислоты, а также метанол, закачиваемый в подземные горизонты для снижения гидратообразования. Активация процесса сульфатредукции, приводящая к коррозии стального оборудования, возможна при наличии сульфата в пластовой воде или вмещающих породах.

Микробиологическая активность вод нижнецигровского горизонта Касимовского ПХГ достаточно низкая. Молекулярными методами обнаружены факультативно-анаэробные и строго анаэробные микроорганизмы, способные использовать метанол в качестве пищевого субстрата и, производя при этом кроме метана углекислый газ [2].

В результате биоинформатического анализа полученных генов 16S рРНК отмечена высокая представленность бактерий рода *Methylococcus*, использующих метан, метанол и/или метилированные амины в аэробных условиях в присутствии молекулярного кислорода (рисунок 1).

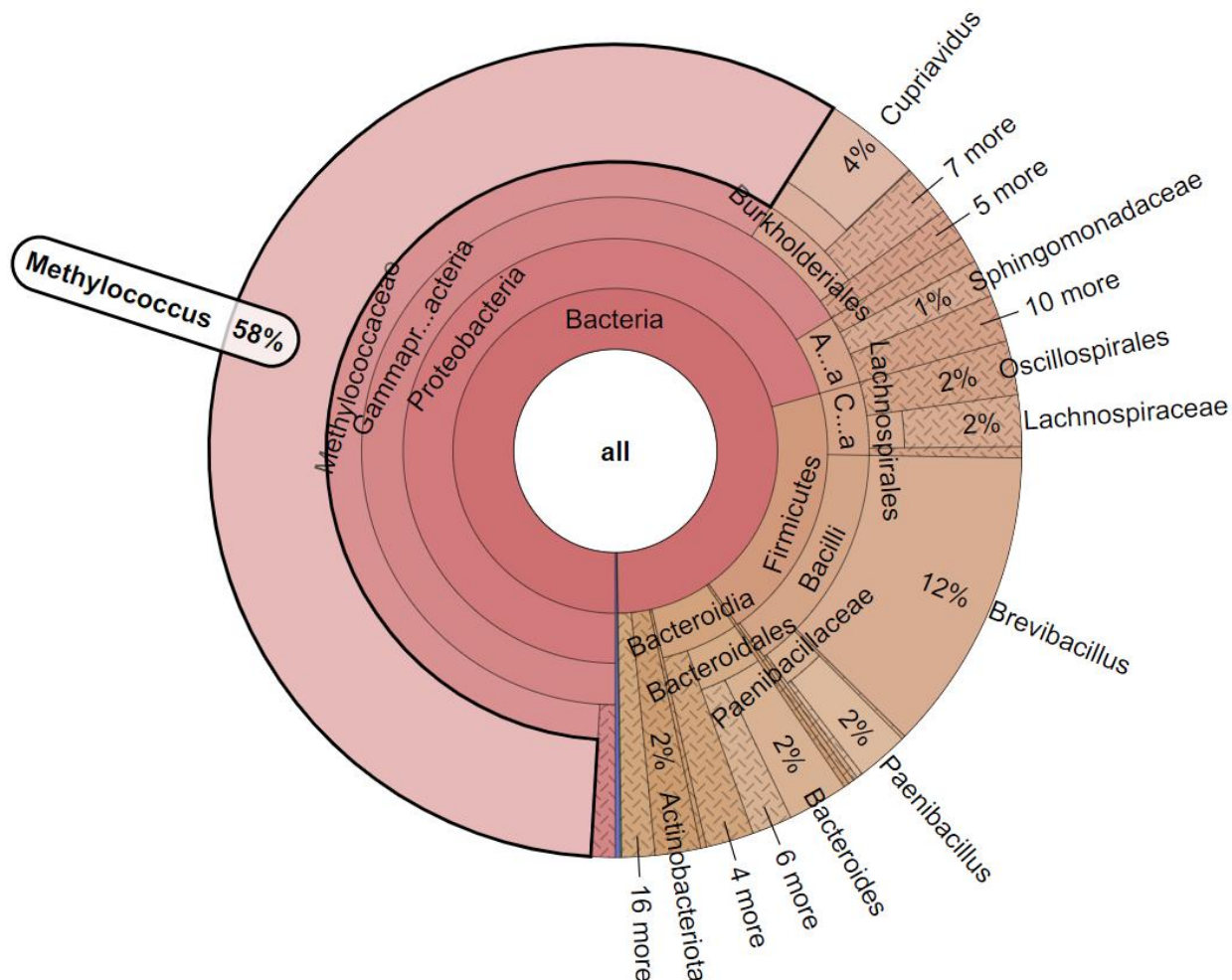


Рисунок 1. Результаты геномного анализа скв. 5 Касимовского ПХГ. Показано численное преобладание бактерий рода *Methylococcus*

Метилотрофы могут использовать метан в качестве единственного источника углерода и энергии для роста, тем самым играя важную роль в глобальном углеродном цикле и, в частности, существенно сокращая выбросы в атмосферу метана, генерируемого биологическим путем. Представители рода *Methylococcus* способны переносить повышенные температуры до 57 °С, что расширяет диапазон пластовых температур, при которых допустима их жизнедеятельность [3]. В микробных сообществах присутствовали также бактерии, обладающие ферментами, катаболизирующими одноуглеродные ксенобиотики - триметиламин, диметиламин и метиламин до формальдегида. Для представителей рода *Methylococcus* известно участие в процессах нитрификации. Ферменты этих процессов обильно представлены ферредоксин-нитратредуктазой (ЕС: 1.7.7.2), катализирующей восстановление нитрата до нитрита в процессе ассимиляционной нитратредукции, и ферредоксин-нитратредуктазой (ЕС: 1.7.7.1), завершающей этот процесс восстановлением нитрита до аммония, являющегося важным источником азота для рода *Methylococcus*. Интересно отметить, что в целом окисление аммиака дает небольшие количества закиси азота,

которая также является парниковым газом. Вероятно, метанолу принадлежит важная роль в поддержании подземного микробного сообщества ПХГ в активно-функционирующем состоянии [4].

Выводы

Представленные материалы свидетельствуют о заселенности пластовой воды ПХГ немногочисленным, но разнообразным сообществом микроорганизмов. Показана низкая численность аэробных органотрофных бактерий и анаэробных броидильных, денитрифицирующих и сульфатредуцирующих бактерий.

В результате геномного анализа показана высокая представленность бактерий рода *Methylococcus*, использующих метан, метанол и/или метилированные амины в аэробных условиях в присутствии молекулярного кислорода.

Микробиологический мониторинг и районирование по преобладанию наиболее типичных микробиологических сообществ будут способствовать качественному контролю в ходе эксплуатации ПХГ. Ключевые субстраты и пути их метаболизма нуждаются в дальнейших исследованиях.

Библиография

1. Драйвер Дж. Геохимия природных вод / Пер. с англ. Л.Н. Барабанова, Г.А. Соломина. М.: Мир. 1985. 440 с.
2. Иванова А.Е., Борзенков И.А., Тарасов А.Л., Милехина Е.И., Беляев С.С. Микробиологические исследования на объектах подземного газового хранилища в процессе закачки газа // Микробиология. 2007. Т. 76, № 4. С. 515–523.
3. Bodrossy L., Murrell J.C., Dalton H., Kalman M., Puskas L.G., Kovacs K.L. Heat-tolerant methanotrophic bacteria from the hot water effluent of a natural gas field // Applied and Environmental Microbiology. – Oct 1995, – 61 (10) 3549-3555. DOI: 10.1128 / AEM.61.10.3549-3555.1995
4. Jeppson T.N., Tobin H.J. Elastic properties and seismic anisotropy across the Alpine Fault, New Zealand // Geochemistry, Geophysics, Geosystems. – 2020. – Vol. 21. – e2020GC009073.

Помнить, чтобы идти вперед

Нгуен Чунг Киен (Институт геологических наук Вьетнамской академии наук и технологий, kien.mgri@gmail.com), Фоменко И.К. (МГРИ, ifolga@gmail.ru)

Первый день

Вадим Владимирович Пендин - мой лучший учитель. День нашей первой встречи - это особенное воспоминание. Я не могу точно вспомнить дату, но это точно был конец декабря 2014 года (рис.1).



Рисунок 1. Первая встреча с профессором Вадим Владимировичем Пендиным (декабрь 2014 г.).

Я, как и многие вьетнамские студенты, не говорил по-русски. Приезжая учиться в Россию, мы изучаем русский язык в МАДИ. После двух месяцев изучения, я использовал свои познания в русском языке, чтобы позвонить ему. Мы договорились о встрече в его кабинете. Я пригласил своего лучшего друга Туан Ань на эту встречу в качестве переводчика. Когда я приехал в МГРИ, я очень нервничал и волновался. В первый раз, перед встречей с Вадим Владимировичем, я очень нервничал, у меня сильно билось сердце и дрожали ноги. Но это чувство быстро исчезло. Потому что я понял, что он очень нежный и добрый. Я не могу забыть его слова поддержки в тот день. Слова, которые побудили меня преодолевать трудности, помогли мне стать намного увереннее.

28 июня 2018 года под руководством Вадима Владимировича Пендина я успешно защитил кандидатскую диссертацию на тему «Научно-методические основы региональной оценки риска от оползневых процессов (на примере района северо-западный Лаокай, Вьетнам)» (рис. 2), а ровно через год его не стало.

И сейчас, сталкиваясь с трудностями, я вспоминаю первый день встречи с Вадимом Владимировичем и это делает меня сильнее и целеустремлённее. Окончания не будет. Я так ему должен!



Рисунок 1. День защиты диссертации (28 июня 2018 г.).

Способность удивлять

Какая первая ассоциация приходит мне на ум при воспоминании о Вадиме Владимировиче Пендине – это способность удивлять. Он был удивительным руководителем, удивительным учителем, удивительным ученым и просто удивительным Человеком.

Я познакомился с ним десять лет назад, в теперь уже далеком 2011 году. Начало года выдалось печальным для инженерной геологии. 13 января 2011 года не стало Марселя Арнульда, соучредителя IAEG, ее генерального секретаря (с 1964 по 1972 год), а затем президента (с 1972 по 1978 год (в 1978 году президентом IAEG стал Е.М. Сергеев), а спустя три дня (16 января 2011) ушла из жизни Галина Андреевна Голодковская.

В то время я находился в глубокой депрессии, связанной вероятно с «кризисом среднего возраста». Чтобы как то изменить ситуацию я решил написать докторскую диссертацию. Если быть честным, я пытался делать вид, что занят чем то полезным. Именно по поводу написания диссертации я и договорился о встрече с Вадимом Владимировичем. Впрочем, особых иллюзий я не питал. Учитывая тот факт, что написание кандидатской диссертации мне потребовалось восемь лет, написание докторской должно было стать «делом всей жизни», да и то при благоприятном развитии событий. Каково же было мое удивление, когда спустя два часа после общения с ним, я не только знал, что мне надо делать, но и был уверен в том, что я защищу диссертацию в ближайшие три года. Что и произошло в 2014 (спустя сто лет с момента издания первого учебника по инженерной геологии (Ries and Watson, 1914), а в следующем году вышла наша монография «Методология оценки и прогноза оползневой опасности» (рис.3).



Рисунок 3. Первый вариант обложки монографии «Методология оценки и прогноза оползневой опасности».

Общение с Вадимом Владимировичем вызывало у меня удивительное чувство. В процессе непринужденной беседы с ним я отдыхал душой и, в то же время, я познавал что-то новое, обретал знания и мотивацию к научной работе. Большинство встреч завершались практическим результатом и совместными статьями (по данным Researchgate более 30 совместных публикаций, по данным eLibrary - 25). Не менее удивительным является то, что подобные чувства испытывали многие при общении с ним.

Удивительным является то, что он делал только то, что считал правильным. Это наглядно проявляется в той роли, которую он сыграл в сохранении МГРИ как самостоятельного ВУЗа. Эта история, как и все связанное с Вадимом Владимировичем сама по себе удивительна. Как сказал еще один из ее участников: «Есть официальные версии, а есть реальные события». Вадим Владимирович был инициатором реальных событий, которые позволили сохранить МГРИ, и то что официальная версия об этом умолчала для него не было важным. Для него был важен конечный результат без которого не было бы ни каких «официальных версий».

Удивительным является научное наследие Вадим Владимировича. Он опубликовал более 150 научных работ, среди которых 5 монографий. Его исследования связанные с разработкой теоретических и методологических основ использования математических методов для количественного анализа информации в инженерной геологии опередили свое время и являются существенно недооцененными, но я уверен, их время еще настанет.

В последние наши встречи мы с ним активно обсуждали Историческую инженерную геологию. Он понимал под ней не изучение инженерно-геологических условий исторических памятников, а понимание закономерностей формирования

культурного слоя старых городских агломераций. Под культурным слоем в археологии понимаются напластования земли, образовавшиеся в результате многообразной созидательной и разрушительной деятельности человека. Условия накопления культурного слоя в городе могут быть специфическими в соответствии с естественно исторической обстановкой.

Для многих городов мощность культурного слоя может достигать первые десятки метров. Так, например, мощность культурного слоя в Москве достигает 24 метра, Одессе и Киеве до 44 метров, Перми - 40 метров, Таганроге - 25 метров, Ростове-на-Дону - 25 метров, Воронеже - 20 метров, Ташкенте - 18 метров, Волгограде - 17 метров, Новгороде - 14 метров, Саратове - 12 метров, Санкт-Петербурге - 10 метров, Лондоне - 25 метров, Париже - 20 метров, Сан-Франциско - 23 метра (Котлов, 1976).

Его идея была на удивление проста - изучая инженерно-геологические условия подобных территорий инженеры геологи игнорируют генезис грунтов «культурного слоя», который связан с историей развития отдельных городских районов, при этом именно данные грунты являются основанием зданий и сооружений при реконструкции или, как сейчас модно говорить – реновации городских территорий.

К сожалению, развитие данной темы осталось без продолжения. К сожалению, без продолжения остались многие его начинания. Вместе с Вадимом Владимировичем Пендиным, Генрих Кондратьевичем Бондарик и Виктор Викторовичем Дмитриевым ушла целая эпоха и это относится не только к МГРИ, но и ко всей отечественной инженерной геологии. Пришло новое поколение и будущее инженерной геологии, в это не простое время, зависит от нас. И пока мы помним у инженерной геологии есть шанс.

Математическое моделирование напряженно - деформированного состояния массива (на примере туннеля Т-23 Рогунской ГЭС)

Шокомолов Ш. Ш.* (МГРИ, shokamolov@yandex.ru), Фоменко И. К., (МГРИ, ifolga@gmail.ru), Сироткина О.Н. (МГУ им. М.В. Ломоносова, onsirotkina@gmail.com)

Аннотация

Распределение напряжений и оценка устойчивости пород в окрестностях горных выработок в горно-складчатых областях является актуальной научной проблемой [2]. В статье рассмотрена методика моделирования распределения напряжений и оценка фактора прочности грунтов в окрестности горной выработки методом конечных элементов на примере туннеля Т-23 Рогунской ГЭС.

Ключевые слова:

Рогунская ГЭС, тоннель, напряженно-деформированное состояние, математическое моделирование, метод конечных элементов, фактор прочности.

Введение

Строительство Рогунской ГЭС является одной из первоочередных задач для Республики Таджикистан. Район строительства Рогунской ГЭС располагается в верхнем течении р. Вахш в узком крутосклонном ущелье глубиной 400 – 500 м (рис.1) и характеризуется исключительно сложными инженерно-геологическими условиями [1], поскольку располагается в сложном по строению массиве нижнемеловых песчаников и алевролитов, дислоцированных, с несколькими системами трещин и крупными разломами.

Рисунок 1. Строительство Рогунской ГЭС (фото Шокомолов Ш., 2018)



Целью данной работы является оценка устойчивости подземной горной выработки на основе фактора прочности грунтов вокруг туннеля Т – 23 Рогунской ГЭС,

на основе моделирования напряженно-деформированного состояния (НДС) методом конечных элементов (МКЭ).

Инженерно-геологические условия объекта исследований

• Рассматриваемый туннель Т-23 находится на правом берегу р. Вахш. В геологическом плане он располагается в пределах единой моноклинали [1], сложенной верхнеюрскими и меловыми отложениями, падающими, в направлении нижнего бьефа под углами 65-75° и представленными переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. В качестве критерия прочности был использован критерий прочности Хоека-Брауна, в основе которого заложен учет масштабного эффекта [3,5]. Он развивался поэтапно в течение четырех десятилетий, опираясь на результаты обобщения эмпирических данных [4]. Последняя версия данного критерия известна под названием “обобщенный критерий Хоека – Брауна” [4]. Именно она используется в настоящей работе. Свойства грунтов, используемые при моделировании НДС приведены в таблице 1.

Таблица 1

Характеристика физико-механических свойств нижнемеловых пород участка Рогунского гидроузла (на основе критерий прочности Хоека-Брауна)

Тип грунта	Плотность г/см ³	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга (МПа)	Прочность на одноосное сжатие (кПа)	Параметр Хоека-Брауна mb	Параметр Хоека-Брауна s	Параметр Хоека-Брауна a
песчаники	2.6	0.3	6066.78	110000	1.99443	0.001273	0.511368
алевролиты	2.7	0.3	1556.25	57000	0.480628	0.00024	0.531267
аргиллиты	2.44	0.3	396.55	5000	0.160736	0.000045	0.585357

Методика выполнения моделирование

Математическое моделирование НДС грунтового массива выполнялось в два этапа:

- На первом этапе определялось начальное поле напряжений, действующих в массиве грунтов (рис.2). Задача решалась в плоской постановке.

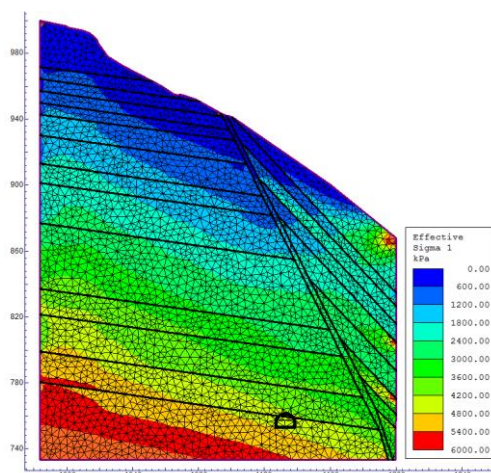


Рисунок 2. Естественное поле напряжений (σ_1) массива пород левого берега долины р. Вахш до создания выработки и планируемое расположение туннеля.

• На втором этапе определялось поле напряжений вокруг выработки. Задача решалась в плоской постановке. В качестве критерия для оценки состояния массива вокруг выработки был использован фактор прочности (рис. 3), который определяется как отношение прочности грунтов к величине действующих напряжений S_{max}/S . Все три главных напряжения оказывают влияние на коэффициент прочности $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$, поэтому его можно считать 3-мерным показателем. Если коэффициент прочности больше 1, то это означает, что прочность материала больше, чем индуцированное напряжение, если меньше 1, то напряжение превышает прочность материала.

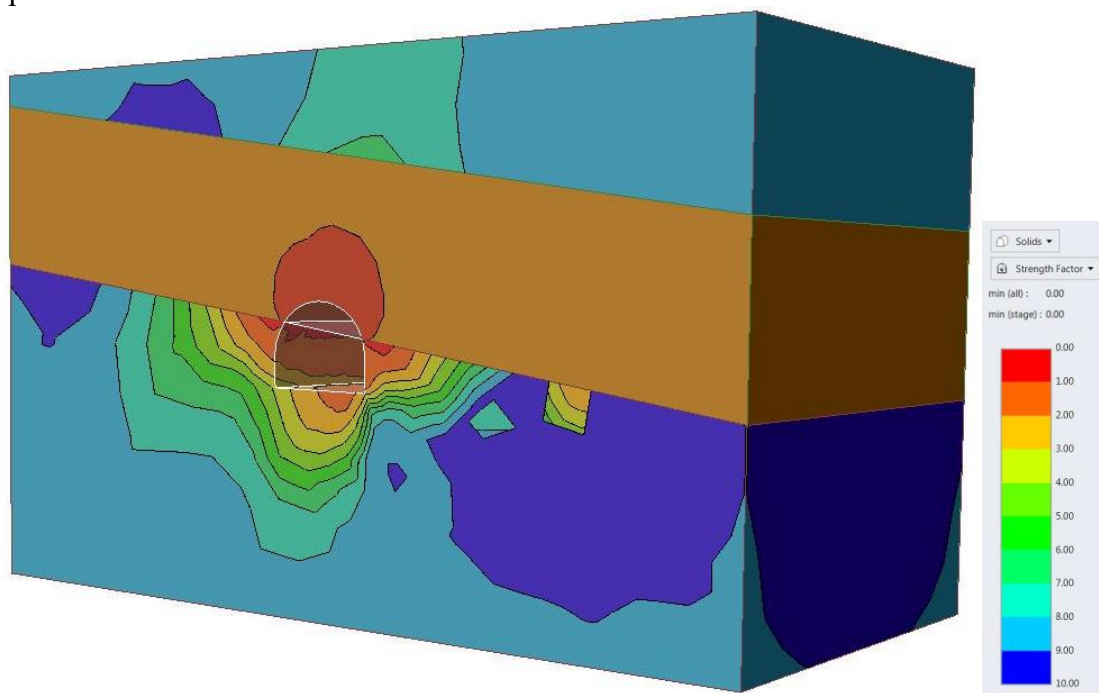


Рисунок 3. Распределение фактора прочности

Результаты моделирования.

Подземная полость является существенным фактором, влияющим на изменение естественного поля напряжений массива горных пород, рассмотренного на рис. 3. В свою очередь изменение напряжений и их концентрация вокруг подземной выработки может вызвать деформации в виде обрушения кровли или горного удара.

Характер формирующегося вокруг выработки поля напряжений зависит от комплекса факторов: во-первых, от величин и соотношения напряжений, обусловленных весом массива пород, во-вторых, от особенностей строения (располагающегося в кровле выработки слоя сильнодислоцированных алевролитов нижнего мела), физико-механических свойств пород, расположенных в непосредственной близости от контура подземной выработки, и, в-третьих, от формы поперечного сечения и геометрии самой выработки.

Проведенные расчеты показали (рис. 4), что фактор прочности падает в 4 раза в кровле выработки, сложенной дислоцированными алевролитами нижнего мела, что говорит о потенциальной неустойчивости этой части массива.

Причем зона влияния выработки имеет максимальные размеры в кровле (более диаметра выработки) и, в целом, определяется мощностью и структурой слабых дислоцированных алевролитов. Падение прочности со стороны боковых стенок выработки существенно меньше, а зона потенциально неустойчивых пород не превышает 1/3 ее диаметра. Концентрация напряжений фиксируется в угловых точках нижней части туннеля.

Выводы

1. Инженерно-геологические условия участка строительства Рогунской ГЭС следует охарактеризовать как сложные

2. Используемые конечно-элементные программные комплексы RS2 (для решения задачи в плоской постановке) и RS3 (для решения задачи в объемной постановке) позволяют спрогнозировать расположение областей повышенных напряжений в массиве пород вблизи подземной выработки.

3. Подземная горная выработка существенно меняет картину распределения напряжений в массиве. Так, выявлена область с критическими значениями фактора прочности в кровле выработки, обусловленная наличием слабого слоя нижнемеловых алевролитов. Размеры этой области достигают диаметра полости.

4. В пределах этой области при строительстве подземных сооружений Рогунской ГЭС возможно проявление неблагоприятных процессов (обрушение кровли, вывалы и др.).

Благодарности

Мы хотели бы поблагодарить компанию Rocscience за предоставление академической лицензии на программное обеспечение (кафедра инженерной геологии МГРИ является участником программы Rocscience Academic Bundle).

Библиография

1. Количко А.В., 1981. Инженерно-геологические условия строительства плотины Рогунской ГЭС. Гидротехническое строительство. Энергоиздат. №10. С. 11-15.
2. Фисенко Г. Л. Предельные состояния горных пород вокруг выработок. — М.: Недра, 1976. — 272 с.
3. Hoek E. and Brown E. T. Empirical strength criterion for rock masses, J. Geotech. Geoenviron Eng. Div. ASCE, 1980, No. 106. — P. 1013 – 1035.
4. Hoek E., Carranza-Torres C. T., and Corkum B. Hoek-Brown failure criterion-2002 edition. In: Proc. of the 5th North American Rock Mech. Symp., Toronto, Canada, 2002, No. 1. — P. 267 – 273.
5. Hoek E. and Brown E. T. Underground excavations in rock, Inst. Min. Metal., London, UK, 1980. — 527 p.

**Составление базы данных по району многолетней мерзлоты для исследования результатов геокриологической съёмки за пятидесятилетний период
Щербакова А.А.* (МГРИ, anutkusik@yandex.ru)**

Аннотация

Данный доклад посвящен анализу данных в зоне многолетней мерзлоты рядом с участком газопровода близ города Надым. Проблематика заключается в том, что в связи с глобальным потеплением мерзлота изменяет свою температуру, вследствие чего меняются свойства грунтов. Заметнее всего наблюдаются изменения в сезонно-талом слое. (СТС) Актуальность данной проблемы была описана в работах Абатуровой И. В., Носковой И.А. [1], 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], а также в СМИ [4], но остался не решённым вопрос о том, как учесть данные, собранные разными методами и приборами.

Ключевые слова

Подготовка архивных данных для современного анализа, СТС, массивно-островная мерзлота, базы данных.

Теория

Район исследований расположен на севере Западной Сибири (Ямало-Ненецкий автономный округ, Тюменская область, Надымский район), в пределах северной части Западно-Сибирской равнины, в подзоне северной тайги, в краевой части III озерно – аллювиальной равнины р. Надым. Тренд повышения температуры воздуха в 1970 годах составлял $0,03^{\circ}\text{C}$ в год, а сегодня составляет $0,1^{\circ}\text{C}$ в год. Массивно-островная мерзлота залегает мощностью около 100 м, острова мерзлоты приурочены к торфяникам и буграм пучения. Из-за потепления климата и увеличившегося количества осадков происходит деградация мерзлоты. Для её оценки надо использовать все имеющиеся материалы прошлых лет. Чтобы комбинировать такие данные необходимо учитывать прогресс за 50-ти летний период. Температуру в 1970-1991 годах мерили термометром, точность измерений которого $0,2^{\circ}\text{C}$. Современные данные измеряют логгером с точностью $0,01^{\circ}\text{C}$. Помимо этого логгеры измеряют температуры круглогодично поэтому производится выборка. Архивные данные были переведены в электронный вид. Мною составлены таблицы по участку геокриологической съёмки за период 1970-2019г.. Важно составить единую базу по всем материалам. Для этого я предлагаю использовать следующий метод составления базы данных (БД):

1. Отсканировать материалы с геокриологическими колонками. Каждое изображение отредактировать, подписать и загрузить в облачное хранилище, разрешив просмотр по ссылке.
2. Разделить скважины и наблюдательные точки. Проанализировать исходные данные. В скважинах разные объёмы данных: описание местности, год съёмки, глубина СТС, влажность, температура, текстура, литология, льдистость, ландшафт, фация, геоморфология, рельеф, тип скважины, привязка по км и

координатам, геокриологические колонки. В связи с тем, что измерения проводились разными приборами, некоторые данные получены на разных глубинах. Всё это надо учитывать, так как эти данные будут отражены в атрибутивной таблице скважин на карте геоинформационной системы (ГИС).

3. Составить таблицу в Microsoft Excel. Шапка должна быть на английском языке, либо записана транслитерацией как показано на рисунке 1:

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	No_object	No_well	note	year	date	CTC_max	CTC_na_moment_bureniya	humidity	temperature_na10m	tempe
2		1 Скв 11-1975	8 км пл 5е (старая) с Ф.	2019						

Рисунок 1. Фрагмент шапки таблицы Microsoft Excel

4. К каждому объекту вставить ссылку на изображение в столбец “link”.
5. Перевести географические координаты в геодезические. Архивные данные с координатами широты и долготы необходимо пересчитать в формат: x и y.
6. Статистику, которая находится в таблице Excel, сохранить в формате .csv с разделением запятыми. CSV-файл поддерживается в любой программе ГИС.

Выводы

Данный метод позволяет структурировать исходные данные и создать векторную БД. Структурированные геоданные требуют дальнейшей работы в ГИС, чтобы проанализировать изменения свойств пород. В качестве основы будет взята ландшафтная карта и на неё будут нанесены скважины. По результатам анализа можно будет сделать прогноз опасности района работ, визуализировать данные по изменению свойств грунтов в районе газопровода Надым-Пунга, а главное проследить динамику изменения массивно-островной мерзлоты в торфяных и оторфованных грунтах.

Благодарности

Благодарю за предоставленные данные ИКЗ ТюмНЗ СО РАН. Выражаю благодарность моему научному руководителю к.г.-м.н. Пономаревой О. Е.

Библиография

1. <https://cyberleninka.ru/article/n/issledovanie-prichin-degradatsii-mnogoletnemerzlyh-porod-na-primere-g-nadyma>
2. <https://istina.msu.ru/publications/article/73743130/>
3. <https://istina.msu.ru/conferences/presentations/95866661/>
4. <https://ria.ru/20200616/1572965097.html>

**Инженерно-геологические исследования при проектировании сооружений в
областях повышенного риска землетрясений (Мьянма)**

**Ярг Л.А. * (МГРИ, Liudmila.Yarg.@yandex.ru), Пхё Ко Ко (МГРИ,
urphyokoko96@gmail.com)**

Аннотация

Современная динамика поддвижения Индостана под Азиатский континент обуславливает высокую сейсмичность и частую повторяемость землетрясений в Мьянме с катастрофическими последствиями. Авторами предлагается алгоритм *сейсмического* микрорайонирования территориального планирования (городов, городских районов) в целях снижения рисков опасных явлений, порождаемых землетрясениями.

Ключевые слова

Неотектонические движения, разлом континентальной трансформации, землетрясения, сейсмическое микрорайонирование.

Теория

Мьянма является крупнейшей страной в материковой части Юго-Восточной Азии с общей площадью 676 578 квадратный километр и общая численность населения около 54 миллионов. Его длинное побережье около 2000 километры занимает почти все морское побережье Бенгальского залива. Мьянма подвержена землетрясениям, поскольку она находится в одном из двух основных поясов землетрясений в мире — Евроазиатско-Тихоокеанском (**Средиземноморско-Трансазиатском**) поясе, 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.

Результатом тектонических движений является возникновение:

- современных меридионально вытянутых тектонических структур, определивших рельеф, геологическое строение, геоморфологические и инженерно-геологические условия Мьянмы;
- Яванского (Зондского) желоба, протягивающегося вдоль Зондской островной дуги;
- серии крупных региональных разломов, меридионально пересекающих всю территорию, с наиболее значимым разломом Сагаинг.
- сброса-надвига с амплитудой 4000м — границей древнего блока Шан и Третичной Бирманской впадины;
- сшивных зон метаморфической серии Могок;
- плиоцен-плейстоценового вулканизма, контролируемого зонами тектонических разломов, в пределах Третичной Бирманской впадины;

- высокой сейсмичностью и частой повторяемостью высокомагнитудных разрушительных землетрясений.

Землетрясения в Мьянме возникают по трём основным причинам:

- 1) продолжающаяся субдукция (с столкновением только на севере) движущаяся на север Индийская плита под Бирманской плитой (которая является частью Евразийская плита) со средней скоростью 3,5 см / год;
- 2) активные движение структуры южно-центральной части Мьянмы на север (процесс раздвигания жёстких литосферных плит) из центра распространения в Андаманском море со средней скоростью 2,5 – 3,0 см / год. (Bertrand et al., 1998; Curray, 2005).
- 3) правосторонние смещения вдоль части южного разлома Сагаинг, — это континентальной трансформный разлом между Индо-Австралийской и Евразийской плитами, который соединяет центры распространения в Андаманском море и зону континентальной конвергенции вдоль Гималаев. Сейсмологически очень активный разлом Sagaing был причиной большого количества разрушительных землетрясений в Мьянме. Это связано с тем, что многие крупные городские центры расположены на этом разломе или рядом с ним, в том числе три столицы – Рангун (Янгон), Мандалай, Нейпидо.

Мьянму можно подразделить на четыре основных тектонические провинции, которые являются линейными поясами с севера на юг: 1) террейн Прибрежный пояс Ракхайн; 2) Западный Индо-Бирманский складчатый Пояс; 3) Внутренняя Бирманская третичная впадина; 4) террейн Восточный Шан-Блок.

В соответствии с Картой сейсмического районирования [3, 4] большинство землетрясений в Мьянме ограничиваются тремя зонами:

- 1) зона вдоль западного складчатого пояса Мьянмы с землетрясениями средней силы очага; частота землетрясений значительно выше в северной части.
- 2) зона по разлому Сагаинг, включая морскую часть с мелкофокусными землетрясениями; частота землетрясений выше в трех сегментах (с юга на север).
- 3) зона в северо-восточной части Мьянмы.

К опасным явлениям, порождаемыми землетрясениями, относятся: собственно сейсмические сотрясения; вторичные эффекты: гравитационные и вибрационные трещины, оползни, обвалы, осыпи, каменные лавины; выбросы разжиженных грунтов, проседания земной поверхности, сеймотектонические разрывы, возникающие моментально; медленные смещения по активным разломам.

Сейсмическое микрорайонирование (СМР) для объектов территориального планирования (городов, городских районов) выполняют в целях количественной оценки влияния местных условий на сейсмичность с указанием изменения интенсивности в баллах и (или) в параметрах сейсмических колебаний.

Основными видами работ при *сейсмическом* микрорайонировании являются.

Детальная сейсмическая разведка (СП286.1325800.2016): сеймотектонические, сейсмологические исследования; расчет сейсмических воздействий. *Инструментальные геофизические исследования* (СМР).

Инженерно-геологические исследования (в комплексе работ по СМР) включающие: изучение, помимо сейсмической опасности, геологическую опасность,

то есть опасность активизации геологических явлений в связи с сейсмическими воздействиями. К опасным геологическим процессам и явлениям относят: – тектонические разрывы; – карстовые проявления; – склоновые процессы; – разжижение и просадки грунта при сильных сейсмических воздействиях.

АЛГОРИТМ

сейсмическое микрорайонирование для объектов территориального планирования (городов, городских районов)

Анализ детальных топографических, геологических, тектонических, сеймотектонических новейшей тектоники, карты разломов, результатов дистанционного зондирования (аэро-, космо-съемки, лазерного сканирования и др.), инженерно-геологических и геофизических разрезов		
Сеймотектонические исследования	Инструментальные геофизические исследования	Инженерно-геологические исследования
Сеймотектонические исследования. Сейсмологические исследования. Расчет сейсмических воздействий	сейсмический картаж, вертикальное сейсмическое профилирование в около скважинном пространстве, межскважинное сейсмоакустическое просвечивание, вертикальное электрического зондирования	Бурение с опробованием грунтов. Полевые и лабораторные изучения состава, состояния и физико-механических свойств ИГЭ, в т.ч. плотность и модуль деформации.
Информация	Информация	Информация
1) местоположение в масштабе 1:10 000-1:25 000, 2) ширина зоны разлома; 3) кинематический тип разлома (направление смещений); 4) ориентировка и падение поверхности сместителя; 5) сейсмический потенциал в терминах M_{max} .	1) Сейсмические разрезы грунтовой толщи; 2) мощности рыхлого чехла; 3) сопоставление инженерно-геологических и сейсмических разрезов; 4) спектральные характеристики грунтовой толщи	участки опасные в связи с сейсмическими воздействиями. 1) вблизи тектонических нарушений, перекрытых слоем рыхлых осадков незначительной (не более 10 м) мощности; 2) представленные скоростными разрезами, с резким контрастом свойств рыхлого чехла, лежащего на скальном основании, и способствующими образованию резонансных явлений; 3) крутых склонах; 4) обводненные участки
<i>Разработка сеймотектонической модели</i>	<i>Разработка инженерно-геологической модели</i>	
↓	↓	
<i>Оценки сейсмических воздействий в макросейсмических баллах, (частотах)</i>	<i>Аддитивной поправки к значению исходной сейсмической интенсивности в баллах</i>	
<i>Карта детального сейсмического районирования для площадных объектов</i>		

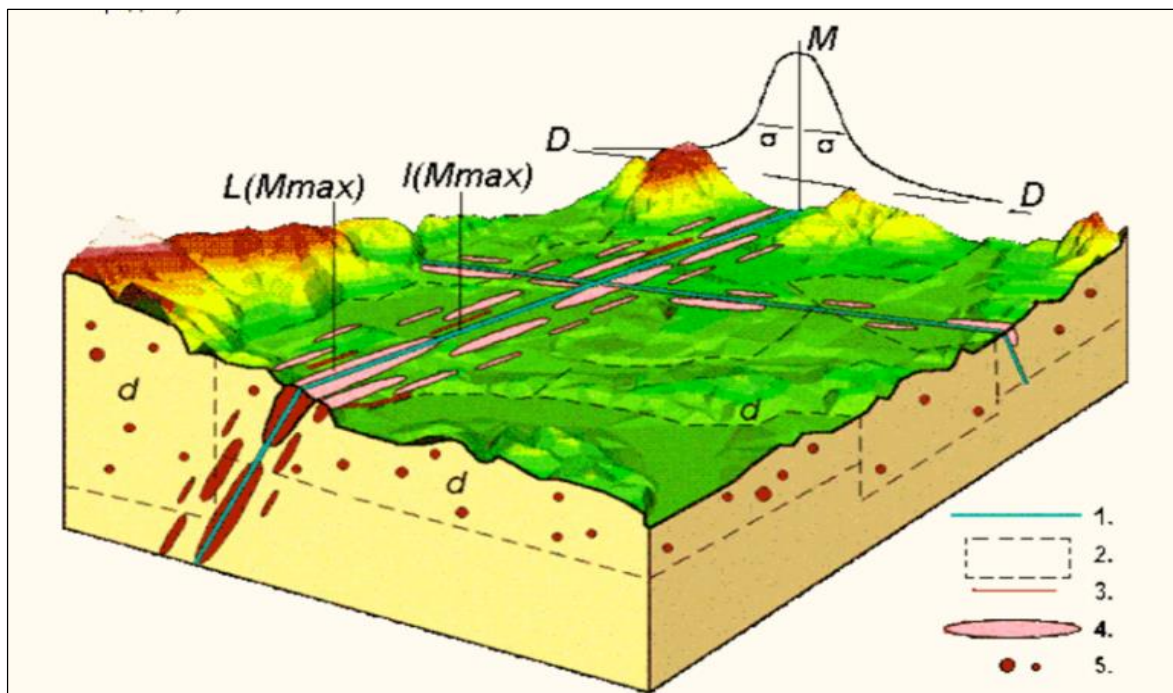


Рисунок 1. Сейсмологическая модель [2], применимая к г. Нейндио (Мьянма): линеаменты (3), представляющие трёхмерные сейсмоактивные разломы; домены (2) квазиоднородные в геодинамическом отношении объёмы литосферы, характеризующиеся «рассеянной» сейсмичностью; потенциальные очаги (4) землетрясений, указывающие фокусы линеаментных структур. M_{max} – максимальные магнитуды

Выводы

К худшим грунтовым условиям при строительстве сооружений следует отнести:

- 1) участки вблизи тектонических нарушений, перекрытых слоем рыхлых осадков незначительной (не более 10 м) мощности;
- 2) участки, представленные скоростными разрезами, с резким контрастом свойств рыхлого чехла, лежащего на скальном основании, способствующими образованию резонансных явлений;
- 3) участки на неустойчивых склонах; 7 баллов 16° , 8 баллов $10,5^\circ$ 9 баллов – 5° ,
- 4) обводненные участки проявления опасных геологических явлений, поскольку обводнение способствует их активизации.

Основным результатом инженерно-геологических работ на площадном объекте является создание инженерно-геологической модели, дополненной сейсмическими параметрами каждого инженерно-геологического элемента на расчетную глубину (сферу взаимодействия).

При Сейсмическом микрорайонировании использование макросейсмического балла предполагает учет локальных, грунтовых и гидрогеологических условий с помощью аддитивной поправки или приращения к значению исходной сейсмической интенсивности в баллах.

Библиография

1. СП 283.1325800.2016 Объекты строительные повышенной ответственности. Правила сейсмического микрорайонирования. 7 Расчеты параметров сейсмических воздействий.
2. Уломов В.И. Сейсмическая опасность и «синдром» землетрясений // Медицина катастроф. 1996. № 1 (13). С. 72-80.
3. Geologic evident for great Holocene earthquakes off Myanmar. International Symposium on Giant Earthquakes and Tsunamis, Phuket 2008, Abstract Volume, 9-10. Tint Lwin Swe, 2006.
4. The seismic zone map of Myanmar (Revised version, 2005), Myanmar Earthquake Committee, Myanmar Engineering Society. Myanmar Earthquake Committee (2003)