

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



## ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

XIV Международной  
научно-практической конференции  
"Новые идеи в науках о Земле"

*XIV International Scientific and Practical Conference  
«New Ideas in Earth Sciences»*

### Том V

*«Инновационные направления и цифровые технологии поисков,  
разведки и разработки, моделирование и  
подсчет запасов месторождений углеводородов»*

2-5 апреля 2019 г. | April, 2-5, 2019

Москва | Moscow

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

**Новые идеи в науках о Земле** : в 7 т. Материалы XIV Международной научно-практической конференции "Новые идеи в науках о Земле" – М. : Издательство РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ, 2019.

ISBN 978-5-6040812-0-4

Т. 5 : Инновационные направления и цифровые технологии поисков, разведки и разработки, моделирование и подсчет запасов месторождений углеводородов / ред. коллегия: В.А. Косьянов, В.Ю. Керимов, В.В. Куликов. - М. : Издательство РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ, 2019. – 323 с.

ISBN 978-5-6040812-6-6

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

*Мероприятие проведено (проводится) при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований, проект № 19-05-20025*

ISBN 978-5-6040812-6-6 (т. 5)  
ISBN 978-5-6040812-0-4

© РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
ИМЕНИ СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ, 2019

## СОДЕРЖАНИЕ

### СЕКЦИЯ «ГЕОЛОГИЯ, ГЕОХИМИЯ И МОДЕЛИРОВАНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА»

1. THE ROLE OF NATURAL RESOURCES IN EGYPT SUSTAINABLE DEVELOPMENT  
*Hassan Abdel Hamid Soliman (Assiut Universit, Egypt) ..... 7*
2. НОВЫЕ ДАННЫЕ О СОСТАВЕ И СТРОЕНИИ ОТЛОЖЕНИЙ БАШКИРСКОГО ЯРУСА ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ МЕЛЕКЕССКОЙ ВПАДИНЫ (ПО МАТЕРИАЛАМ ОПОРНОЙ СКВАЖИНЫ МЕЛЕКЕСС-1)  
*Агафонова Г.В.\* (МГРИ), Белошей В.Э. (ФГБУН ГИН РАН) ..... 9*
3. О РОЛИ ТРЁХМЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРИ ПОВЫШЕНИИ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГАРАДАГ, БАХАР, БАЛАХАНЫ-САБУНЧИ-РАМАНА)  
*Асланзаде Ф.Б.\* (Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности), Алиева Э.Г. (Государственная Нефтяная Компания Азербайджанской Республики).....13*
4. ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА СТАЙЛСА ДЛЯ УСРЕДНЕНИЯ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ ГЕТЕРОГЕННОГО РАЗРЕЗА С ПОРОВО-ТРЕЩИНОВАТЫМ КОЛЛЕКТОРОМ  
*Балашов Д.А. (ООО «Газпромнефть НТЦ») .....17*
5. УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫХ ГОРИЗОНТОВ ЛЕНО-ТУНГУССКОЙ НГП  
*Баршин А.В. (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина) .....20*
6. РЕСУРСЫ МЕТАЛЛОВ ОРЕНБУРГСКОГО НГКМ  
*Бурханова И.О.\* (ИПНГ РАН), Скибицкая Н.А. (ИПНГ РАН), Большаков М.Н. (ИПНГ РАН), Доманова Е.Г. (ИПНГ РАН), Зекель Л.А. (ИНХС РАН) .....24*
7. ПОСТРОЕНИЕ МОДЕЛИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ С ПОМОЩЬЮ ПРОГРАММЫ "PETREL"  
*Котельникова А.В. (студент МГРИ), Вайнерман Б.П. \*(МГРИ) .....28*
8. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ОТЛОЖЕНИЙ ПЛИОЦЕНОВОЙ ТОЛЩИ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПЛОЩАДЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГЮРГЯН-ДЕНИЗ И О. ЧИЛОВ (Южно-Каспийской впадины)  
*Ганиева Р.Я.\* (Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности), Мамедова А.К. (Институт Нефти и Газы Национальной Академии Наук Азербайджана) .....32*
9. ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ КОЛЛЕКТОРОВ АБШЕРОНСКОГО И БАКИНСКОГО АРХИПЕЛАГОВ  
*Гасанов А.Б.\*, Султанов Л.А. (Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности) .....35*
10. ПЕРСПЕКТИВНОСТЬ ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПЛОЩАДЕЙ ПРИКАСПИЙСКО-ГУБИНСКОМ РАЙОНЕ  
*Гурбанов В.Ш.\* (Институт нефти и газа Национальной Академии Наук Азербайджана), Аббасова Г.Г. (Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности) .....39*
11. ГЕОЛОГО- ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПОРОД НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ АЗЕРБАЙДЖАНА  
*Гурбанов В.Ш.\* (Институт нефти и газа Национальной Академии Наук Азербайджана), Султанов Л.А., Бабаев М.С. (Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности) .....43*
12. О НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ АЗЕРБАЙДЖАНА  
*Гурбанов В.Ш.\* (Институт нефти и газа Национальной Академии Наук Азербайджана), Султанов Л.А. (Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности), Шыхыев Н.Г. (Институт нефти и газа Национальной Академии Наук Азербайджана) .....47*
13. ИЗУЧЕНИЕ СТРОЕНИЯ МНОГОПЛАСТОВОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ ПРОГРАММЫ "PETREL"  
*Гурянов С. А. (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина), Вайнерман Б.П. (МГРИ) .....50*
14. ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГРЯЗЕВЫХ ВУЛКАНОВ ЧЕРНОГО МОРЯ  
*Данцова К.И. (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина) .....53*
15. ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ НИЖНЕГОТЕРИВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ТАВДИНСКОГО МЕГАВЫСТУПА ИУССКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА (ПРИУРАЛЬСКАЯ НГО)  
*Капранова Е.А., Дернова Е.О.\*, Щербина Ю.В. (ВНИГНИ) .....56*
16. ОПЫТ СБОРА, СТРУКТУРИРОВАНИЯ И ОРГАНИЗАЦИИ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОГО ЗНАНИЯ  
*Еникеев Б.Н. (АО "ПАНГЕЯ") .....60*

17. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА КАЙНОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ШАМАХА-ГОБУСТАСКОГО НГР И ИХ СВЯЗЬ С НЕФТЕНОСНОСТЬЮ <i>Керимов Ф.Н. о.глы (Институт нефти и газа Национальной Академии Наук Азербайджана)</i> .....	64
18. ОБЗОР ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ В КИТАЕ <i>Ли Кай (МГУ)</i> .....	67
19. ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ПОРОД СИЛУРИЙСКОГО ВОЗРАСТА ЮЖНОГО СЕКТОРА ПРЕДУРАЛЬСКОГО ПРОГИБА (Г. КУВАНДЫК) <i>Монакова А.С. *, Осипов А.В., Бондарев А.В., Минлигалиева Л.И. (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)</i> .....	69
20. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПЛАСТОВ D01 – D07 МЕСТОРОЖДЕНИЯ «EFL FIELD», ДЕЛЬТА НИГЕРА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ И ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИЗМЕРЕНИЙ <i>Оффшонг Майкл Бассей (Аспирант РУДН)</i> .....	71
21. КРАТКАЯ КОЛЛЕКТОРСКАЯ И ПЕТРОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕЗОКАЙНОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ КУРИНСКОЙ ВПАДИНЫ <i>Пашаев З.М. (Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности)</i> .....	74
22. ВЛИЯНИЕ СОСТАВА КОРОВЫХ СРЕД НА МИКРОЭЛЕМЕНТНУЮ КОМПОНЕНТУ НЕФТИ <i>Родкин М.В.* (Институт проблем нефти и газа РАН, Институт теории прогноза землетрясений и математической геофизики РАН), Пуланова С.А. (Институт проблем нефти и газа РАН)</i> .....	78
23. ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ГЕОХИМИЯ НЕФТЕЙ ЛАБАГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ <i>Валяева О.В., Рябинкина Н.Н.*(ИГ Коми НЦ УрО РАН)</i> .....	82
24. ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОБ УСЛОВИЯХ ФОРМИРОВАНИЯ ВИКУЛОВСКОЙ СВИТЫ И ЕЕ ЦИКЛИЧНОСТЬ В ПРЕДЕЛАХ КРАСНОЛЕНИНСКОГО СВОДА (М-Е КАМЕННОЕ) <i>Савченко Н.И. (аспирант МГУ)</i> .....	85
25. ПРОБЛЕМЫ ПОИСКОВ НОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В НЕДРАХ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ СЕВЕРНОЙ ЕВРАЗИИ <i>Скоробогатов В.А.*, Поляков Е.Е., Рыжов А.Е. (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)</i> .....	87
26. НОВАЯ ПАРАДИГМА РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ В ПЕРВОЙ ПОЛОВИНЕ XXI ВЕКА <i>Скоробогатов В.А. (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)</i> .....	91
27. МОДЕЛИ ПАЛЕОЛАНДШАФТОВ В МЕЗОЗОЙСКИХ РИФТОГЕННЫХ ОБЛАСТЯХ <i>Стукалова И.Е.* (Геологический институт РАН), Цеховский Ю.Г. (Геологический институт РАН), Гусев И.М. (МГУ)</i> .....	95
28. ПЕРСПЕКТИВНОСТЬ ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ АПШЕРОНСКОГО АРХИПЕЛАГА <i>Султанов Л.А. (Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности)</i> .....	97
29. ВЫДЕЛЕНИЕ ПАЛЕОРУСЕЛ В ПЕСЧАНО-ГЛИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ С ПОМОЩЬЮ ПРОГРАММЫ "RETREL" <i>Суслов А.А. (студент МГРИ), Вайнерман Б.П. (МГРИ)</i> .....	101
30. МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗОБЩЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИ СВЯЗАННЫХ НЕОДНОРОДНЫХ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ <i>Тымиргазина Л.Р.*, Тананыхин Д.С. (Санкт-Петербургский горный университет)</i> .....	104
31. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ГАЗОЖИДКОСТНОГО ТЕЧЕНИЯ НА ГАЗОКОНДЕНСАТНОМ ПЛАСТЕ С ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНОЙ ПРИ НЕУСТАНОВИВШЕМСЯ РЕЖИМЕ <i>Фейзуллаев Х.А.* (SOCAR, Нефтегазовый научно-исследовательский проектный институт), С.Д. Магеррамова (НАНА, Институт Нефти и Газа), Н.М. Фейзуллаева (НАНА, Институт Нефти и Газа), Г.Е. Самедова (НАНА, Институт Нефти и Газа)</i> .....	107
32. УТОЧНЕНИЕ МЕСТА ЗАЛОЖЕНИЯ ПОИСКОВОЙ СКВАЖИНЫ С ПОМОЩЬЮ ПРОГРАММЫ "RETREL" <i>Чигасов Н.А.* (студент МГРИ), Вайнерман Б.П. (МГРИ)</i> .....	111
33. ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ ГРАПТОЛИТОВЫХ СЛАНЦЕВ НИЖНЕГО СИЛУРА (ПЛАТФОРМА ЯНЦЗЫ, КНР) <i>Шарданова Т.А., Хао Юэсян* (МГУ)</i> .....	115
34. КАЧЕСТВЕННЫЙ АНАЛИЗ ДИНАМИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ЗАЛЕЖЕЙ <i>Шахвердиев А.Х.* (МГРИ), Шестопалов Ю.В. (University of Gävle, Sweden)</i> .....	118
35. УНИФИЦИРОВАННАЯ МАЛОПАРАМЕТРИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ <i>Шахвердиев А.Х.* (МГРИ), Денисов А.В. (ООО «ИНТОЙЛ»), Шахвердиев Э.А. (ООО «ИНТОЙЛ»)</i> .....	122



36. ВЫБОР ПЕРСПЕКТИВНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ ПОИСКА ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В НЕСТРУКТУРНЫХ ЛОВУШКАХ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ  
*Шустер В. Л. \* (Институт проблем нефти и газа РАН, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина), Пунанова С. А. (Институт проблем нефти и газа РАН) ..... 126*
37. О ВОЗМОЖНЫХ ПРИЧИНАХ СУЩЕСТВОВАНИЯ АНАЭРОБНЫХ УСЛОВИЙ ПРИ ФОРМИРОВАНИИ БАЖЕНОВСКОГО ГОРИЗОНТА  
*Горюнов Е.Ю., Щербина Ю.В.\*, Середин Д.С. (МГРИ) ..... 130*
38. МИГРАЦИОННО-ГЕОДИНАМИЧЕСКАЯ ПРИРОДА СЛУЧАЕВ КАРДИНАЛЬНОГО ОТКЛОНЕНИЯ ОТ КЛАССИЧЕСКИХ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ  
*Касьянова Н.А. \*(МГРИ) ..... 316*
- СЕКЦИЯ «ПОИСКИ, РАЗВЕДКА И ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ»**
39. HYDROCARBON EVALUATION OF THE PALEOCENE ROCKS IN THE SANBI FIELD, SIRT BASIN, LIBYA  
*Hamed O. Elwerfalli (Arabian Gulf Oil Company, Geology Department, Benghazi-Libya), Saad K. El Ebaidi, Saad M. El-Shari (University of Benghazi, Faculty of Science, Department of Earth Sciences, Benghazi-Libya) ..... 134*
40. ОСОБЕННОСТИ ВТОРИЧНЫХ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ПОЛЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА  
*Алексеев\* В.А. (ЮФУ), Швыдкая Н.В. (КГАУ) ..... 138*
41. СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГЛУБОКОВОДНЫХ КОНУСОВ ВЫНОСА РАЗЛИЧНОГО ТИПА АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ  
*Байков Р.П.\* (ООО «Газпромнефть НТЦ»), Мезенцева А.В. (ООО «Газпромнефть НТЦ») ..... 142*
42. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СЛОЖНОПОСТРОЕННОЙ ЗАЛЕЖИ ГАЗА И ВЕРИФИКАЦИЯ ЗАПАСОВ МЕТОДОМ ПАДЕНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ  
*Гутман И.С., Потемкин Г.Н. (ООО «ИПНЭ», МГРИ), Бондина А.М.\* (ООО «ИПНЭ»), Поляков А.А., Мурзов А.И. (АО «Нефтегазхолдинг»), Татарчук Р.В. (ООО «СН-Газдобыча») ..... 145*
43. ИССЛЕДОВАНИЕ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПО АНТИКЛИНАЛЬНОМУ ПОЯСУ ГАМАМДАГ-ДЕНИЗ-САНГИ-МУГАНЬ-ДАШЛИ БАКИНСКОГО АРХИПЕЛАГА  
*Ганбарова Ш. А. (АГУНП) ..... 148*
44. ОЦЕНКА ГЛУБИННОГО УПЛОТНЕНИЯ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА ПРОДУКТИВНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ  
*Гасанов А.Б.\* (Азербайджанский Государственный Университет нефти и промышленности), Кязимов Р.Р. (Институт геологии и геофизики НАНА) ..... 152*
45. О РАЗВИТИИ НОРМАТИВНО-МЕТОДИЧЕСКОЙ БАЗЫ ОСВОЕНИЯ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ РЕСУРСОВ УВС В ЧАСТИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ МЕТОДИКИ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ МЕТАНА УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ  
*Гурова А.В.\*, Хрюкин В.Т., Швачко Е.В. (ООО «Газпром проектирование») ..... 156*
46. ВЛИЯНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ СТРОЕНИЯ И ФОРМИРОВАНИЯ НИЖНЕПЕРМСКИХ ОРГАНОГЕННЫХ ПОСТРОЕК КОЛВИНСКОГО МЕГАВАЛА НА КАЧЕСТВО КОЛЛЕКТОРОВ  
*Евдокимов Н.В.\* (МГУ им. М.В. Ломоносова) ..... 159*
47. ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ АНЧАР ДЛЯ ПОИСКА, РАЗВЕДКИ И ВОВЛЕЧЕНИЯ В РАЗРАБОТКУ МАЛЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ НА ТЕРРИТОРИИ УДМУРТИИ  
*Кашин Г.Ю.\*, Миронычев В.Г. (ФГБОУ ВО «УдГУ») ..... 161*
48. ПОИСКОВЫЕ КРИТЕРИИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ФУНДАМЕНТА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ  
*Мамедов Р.А.\*, Горюнов Е.Ю. (МГРИ) ..... 165*
49. МОДЕЛИРОВАНИЕ ФАЦИАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ПЕРМСКОГО ВОЗРАСТА В СЕВЕРОВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ  
*Маракова И.А.\* (Ухтинский государственный технический университет) ..... 170*
50. ВТОРИЧНЫЕ ДОЛОМИТЫ НИЖНЕГО ДЕВОНА ВОСТОЧНОГО БОРТА ХОРЕЙВЕРСКОЙ ВПАДИНЫ (ТИМАНО-ПЕЧОРСКИЙ НГБ)  
*Маслова Е.Е. (МГУ им. М.В. Ломоносова) ..... 173*
51. ПЕРСПЕКТИВЫ ПРОДУКТИВНОСТИ НА УГЛЕВОДОРОДЫ ФУНДАМЕНТА СЕВЕРНОГО ШЕЛЬФА ВЬЕТНАМА  
*Нгуен М.Х. (Ханойский университет горного дела и геологии. Ханой, Вьетнам), Горюнов Е.Ю. (МГРИ) ..... 177*
52. О ПЕРСПЕКТИВАХ ОБНАРУЖЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В ОТЛОЖЕНИЯХ ТАВРИЧЕСКОЙ СЕРИИ (ГОРНЫЙ КРЫМ)  
*Никитин А.В., Пилюгин С.М. (Старооскольский филиал МГРИ-РГГРУ) ..... 181*
53. КАЙНОЗОЙСКИЕ ДИСЛОКАЦИИ ПРИОРОГЕННЫХ ПРОГИБОВ СЕВЕРО-ЗАПАДНОГО КАВКАЗА  
*Попков И.В.\*, Попков В.И., Дементьева И.Е. (Кубанский государственный университет) ..... 185*

54. ПАЛЕОЗОЙ ЗАПАДНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ <i>Пинчук Т.Н.,* Попков В.И. (Кубанский государственный университет)</i> .....	189
55. СИСТЕМО-ИСТОРИЧЕСКИЙ ПОДХОД И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА КАСПИЙСКОГО РЕГИОНА <i>Серикова У.С. (МГРИ)</i> .....	193
56. УГЛЕВОДОРОДНЫЕ СИСТЕМЫ КАСПИЙСКОГО БАССЕЙНА И ПРИЛЕГАЮЩИХ ТЕРРИТОРИЙ <i>Гулиев И.С. (Национальная академия наук Азербайджана), Серикова У.С., Мустаев Р.Н. (МГРИ), Исмаилов Д.Д. (РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина)</i> .....	197
57. СЫРЬЕВАЯ БАЗА НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА КАСПИЙСКОГО РЕГИОНА И ПРОГНОЗ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ <i>Серикова У.С. (МГРИ), Исмаилов Д.Д. (РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина)</i> .....	201
58. СВЕРХГЛУБОКИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫЕ СИСТЕМЫ И ГРЯЗЕВОЙ ВУЛКАНИЗМ <i>Гулиев И.С. (Национальная академия наук Азербайджана), Керимов В.Ю., Серикова У.С., Мустаев Р.Н. (МГРИ)</i> .....	207
59. УТОЧНЕНИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ СКОПЛЕНИЙ УВ ПО ИХ КРУПНОСТИ В ОСАДОЧНОЙ ТОЛЩЕ <i>Сидорчук Е.А.*, Добрынина С.А. (ИПНГ РАН)</i> .....	212
60. МЕТОДИКА ПРОМЫШЛЕННОГО ИСПЫТАНИЯ СКВАЖИН С ЦЕЛЬЮ ВЫЗОВА ПРИТОКА УГЛЕВОДОРОДОВ <i>Симутин И.В. (МГРИ), Тарасенко Г.В. (КГУТИ им. Ш. Есенова)</i> .....	216
61. ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ СПЕКТРАЛЬНОЙ ИНВЕРСИИ <i>Фазгереева В.А.*, Буторин А. В., Краснов Ф.В. (ООО «Газпромнефть НТЦ»)</i> .....	220
62. К ВОПРОСУ МОДЕЛИРОВАНИЯ СРЕДНИХ ПО РАЗМЕРАМ ЗАЛЕЖЕЙ СЕНОМАНА СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ В СВЯЗИ С ПОДСЧЕТОМ ЗАПАСОВ ГАЗА <i>Царев В.В. (ФГБУ «ВНИГНИ»)</i> .....	224
63. ОСОБЕННОСТИ МЕТОДИКИ РАЗВЕДКИ МЕТАНОУГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ <i>Швачко Е.В.*, Хрюкин В.Т., Сизиков Д.А., Абарбанель Е.Г. (АО «Газпром промгаз»)</i> .....	228
64. ОСОБЕННОСТИ КЛИНОФОРМЕННОГО КОМПЛЕКСА ПОРОД ЗАПАДНОЙ СИБИРИ СУРГУСТКОГО СВОДА <i>Шевченко Д.С. (МГРИ), Гутман И.С. (МГРИ, ООО «ИПНЭ»)</i> .....	231
65. КРИТЕРИИ ПРОГНОЗА И ПРОГНОЗ АРЕАЛОВ РАСПРОСТРАНЕННОСТИ ПОПУТНЫХ ПОЛЕЗНЫХ КОМПОНЕНТОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ В ОСНОВНЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНАХ МИРА <i>Якуцени С.П. (АО «Геолэкспертиза»)</i> .....	233
66. ИСТОРИЯ РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДОВ В СОМАЛИ <i>Ясин А. И. * (МГРИ), Ахмед Х.М. (РУДН), Гутман И.С. (МГРИ, ООО «ИПНЭ»)</i> .....	236

СЕКЦИЯ «ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ МОДЕЛИРОВАНИЯ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ И МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ»

67. ДОРАЗВЕДКА КАРМАЛИНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ КОЛЛЕКТОРОВ <i>Ворон И.А.,* (ООО «Газпром добыча Краснодар» Светлоградское ГПУ), Данцова К.И. (РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина)</i> .....	240
68. СТРУКТУРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ АЧИКУЛАКСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ <i>Данцова К.И.* (РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина), Ворон И.А. (ООО «Газпром добыча Краснодар» Светлоградское ГПУ)</i> .....	243
69. ГЕНЕРАЦИОННО - АККУМУЛЯЦИОННЫЕ УГЛЕВОДОРОДНЫЕ СИСТЕМЫ НА САХАЛИНСКОМ ШЕЛЬФЕ ОХОТСКОГО МОРЯ <i>Керимов В.Ю. *(МГРИ), Бондарев А.В. (РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина), Мустаев Р.Н. (МГРИ)</i> .....	246
70. УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ НА ШЕЛЬФЕ <i>Керимов В.Ю.*, Косьянов В.А., Мустаев Р.Н. (МГРИ), Ву Нам Хай (РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина)</i> .....	250
71. ГЕОДИНАМИЧЕСКАЯ ЭВОЛЮЦИЯ ОХОТОМОРСКОГО РЕГИОНА <i>Кузнецов Н.Б. (ГИН РАН), Керимов В.Ю.*, Косьянов В.А. (МГРИ), Бондарев А.В. (РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина)</i> .....	255
72. СТРУКТУРА И ТЕКТОНИЧЕСКАЯ ЭВОЛЮЦИЯ СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ЗОНДСКОГО ШЕЛЬФА <i>Леонов М.Г. (ГИН РАН), Керимов В.Ю.*, Косьянов В.А., Мустаев Р.Н. (МГРИ)</i> .....	259
73. ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЗБРОСО-НАДВИГОВЫХ СТРУКТУР ПРЕДУРАЛЬСКОГО ПРОГИБА <i>Минлигалиева Л.И.* (РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина), Керимов В.Ю. (МГРИ), Осипов А.В., Бондарев А.В., Монакова А.С. (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)</i> .....	264

74. ИЗУЧЕНИЕ ГЕНЕРАЦИОННО-АККУМУЛЯЦИОННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ ЮЖНО-ТАТАРСКОГО ПРОГИБА <i>Сулов А.А.* , Серов С.Г. (МГРИ) .....</i>	268
75. ГЕНЕРАЦИОННО-АККУМУЛЯЦИОННЫЕ УГЛЕВОДОРОДНЫЕ СИСТЕМЫ ШЕЛЬФА ЮЖНОЙ ЧАСТИ БАРЕНЦЕВА МОРЯ <i>Третьяк Д.Ю.* , Серов С.Г. (МГРИ) .....</i>	272
76. ГЕНЕРАЦИОННО-АККУМУЛЯЦИОННЫЕ УГЛЕВОДОРОДНЫЕ СИСТЕМЫ СТАВРОПОЛЬСКОГО СВОДА <i>Чигасов Н.А.* , Серов С.Г. (МГРИ) .....</i>	276
77. ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ МЕТАНА УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ - ОТ СЕЙСМИЧЕСКОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ К ПРОГНОЗУ РАЗРАБОТКИ <i>Ванькоав Г.Н. (АО «Газпром промгаз»), Кузнецов Р.В. (ООО «Газпром проектирование») .....</i>	320

СЕКЦИЯ «ОСВОЕНИЕ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВЫХ РЕСУРСОВ  
АРКТИКИ И ДАЛЬНЕВОСТОЧНЫХ МОРЕЙ»

78. МЕТОДИКА И ТЕХНИКА ПРОВЕДЕНИЯ МОРСКИХ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ НА ПРИМЕРЕ ИССЛЕДОВАНИЙ РОССИЙСКОГО АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА <i>Агаджанянц И.Г.* , Абрагин А.М. (ФГБУ «ВНИГНИ»), Солдатенко И.В. (ВНИГНИ, МГРИ) .....</i>	280
79. ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ПРЕДОХРАНЕНИЯ ПОРОД ОТ СЕЗОННОГО ПРОМЕРЗАНИЯ ЗАТОПЛЕНИЕМ ПРИ РАЗРАБОТКЕ РОССЫПЕЙ ДРАГАМИ <i>Авдеев П.Б., Субботин Ю.В., Овешников Ю.М. (ЗАБГУ), Бунин Ж.В.*(МГРИ) .....</i>	284
80. О ВОЗМОЖНОСТИ ОСВОЕНИЯ ДИАТОМИТОВ СЕВЕРО-ЗАПАДА РОССИИ С УЧЕТОМ ХАРАКТЕРНЫХ АСПЕКТОВ ИХ ФОРМИРОВАНИЯ <i>Буянов М.И.*(МГРИ), Горбатов И.С. (ИФЗ РАН), Рассказов А.А. (РУДН) .....</i>	288
81. ПОЛИФУНКЦИОНАЛЬНЫЙ МАССООБМЕННЫЙ ГИДРОТРАНСПОРТНЫЙ АППАРАТ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ ГЛУБОКОВОДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ <i>Вильмис А.Л.*(МГРИ) .....</i>	291
82. ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ МИНЕРАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ ДНА МОРЕЙ И ОКЕАНОВ <i>Дробаденко В.П., Вильмис А.Л.* , Луконина О.А. (МГРИ) .....</i>	295
83. РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОДИНАМИЧЕСКИХ ОБСТАНОВОК ФОРМИРОВАНИЯ КРУПНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СТРАТЕГИЧЕСКИХ МЕТАЛЛОВ В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ РОССИИ: ВЫВОДЫ ДЛЯ ПОИСКОВЫХ РАБОТ <i>Волков А. В.* , Галямов А. Л., Аристов В. В. (ИГЕМ РАН) .....</i>	298
84. ПУТИ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ НЕЙТРАЛИЗАЦИИ ЗАТОПЛЕННЫХ ЭКОЛОГИЧЕСКИ ОПАСНЫХ ОБЪЕКТОВ <i>Дробаденко В. П., Клочков Н.Н., Луконина О.А.* , Калинин И.С. (МГРИ) .....</i>	302
85. ПРОБЛЕМА ОБЛЕДЕНЕНИЯ ОБЪЕКТОВ МОРСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО ПРОМЫСЛА В СУРОВЫХ ПРИРОДНО- КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ШЕЛЬФА АРКТИКИ <i>Мишин В.А.* (РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина) .....</i>	306
86. РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В БАРЕНЦЕВОМ МОРЕ <i>Надеждинская Е.В., Назаров А.П. (МГРИ) .....</i>	309
87. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ НАМЫВА ШТАБЕЛЯ КУЧНОГО ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ <i>Салахов И.Н.* (МГРИ) .....</i>	312

## THE ROLE OF NATURAL RESOURCES IN EGYPT SUSTAINABLE DEVELOPMENT

*Hassan Abdel Hamid Soliman*  
(Assiut Universit, Egypt, hasoliman1940@gmial.com)

### **Abstract**

It is well known that the Development of any Country, in general, depends on two main factors: Human Resources, Natural Resources. The present work deals with the Natural Resources only.

**Key words** : *Natural Resources, Sustainable Development, South Egypt.*

There are wide varieties of Natural Resources, like oil, gas economic metallic and nonmetallic deposits, surface and under ground water. The author is focusing here on nonmetallic material and some industrial rocks, beside clean, Renewable energy.

It is important to mention that The Nile system between Khartoum and the Mediterranean Sea is crossing different groups of rocks of different geological ages. These rock units are from old to recent :

- I. **Granites of Pre-Cambrian** age and distributed in the Aswan Area and south.
- II. **Nubia sandstone** (Lower – Middle Cretaceous extends north until Esna region.
- III. **Variegated** shales (Campanian ) Shales of different colours and alternated by silts and fine sandstone. It extends region of Esna along the Nile valley.
- IV. **Duwi Formation** : (Campanian-Maestrichian) Mainly a phosphatic bed with alternation of shale and limestone beds and also it crops out until Esna region (El Sebayia phosphate mines for the production of fertilizers. These formation is the only source for Fertilizing industry in Assiut and Kafr El- Zayat area.
- V. **Dakhala shale Formation** (Maestrichtian-lower Paleocene) : Thick grey shale unit with phosphate rock and or oyster bank at base in southern Egypt. Replaced in the north by a more carbonate unit of variable composition (contain organic materials which could produce oil in some countries.
- VI. **Tarawan** chalk Formation lower Paleocene : White chalk grading to limestones, impure limestones or dolomites.
- VII. **Esna shale** Formation Upper Paleocene-lower Eocene: Greyish green shale unit of wide geographical distribution includes the Paleocene Eocene boundary.
- VIII. **Thebes** Formation lower Eocene: Limestone with flint, widely distributed in southern Egypt and Sinia. In places represented by alveolinid reefal limestones.
- IX. **Minia** formation Middle Eocene: Snow white limestone , in places replaced by marls and shales.
- X. **Mokattam** formation Middle Eocene: Massive plateau nummulitic limestones, in places marly.
- XI. **Maadi** formation upper Eocene: Brown sandy limestones.

The Economic values of the mentioned groups of Rocks which cropped out as a result of the formation of the grand canyon of the River Nile , are considered in the present work. The present author tries to show how the natural resources played, play and continuing to play an important role in the development of Egypt in general and in south Egypt in particular.

**Granites in Aswan.** Since the ancient Egypt, Egyptians are using these rocks as building and decorative materials. The unfinished obelisk in Aswan is a good witness for the mining of granites. There are many sculptures and many other obelisk distributed over the country.

In the sixties (1963 – 1971), the gigantic construction of the High Aswan was based mainly on granitic rocks together with silt and sand.



The body of the Dam is Constructed of granite sand and silt , around a nucleus of waterproof Aswan mud , connected in front to a horizontal waterproof screen. The Dam consumed 4316 million tons of material, seventeen times the volume of the great pyramid

The granites, in Aswan Region are overlain by Nubia sandstone rocks, which are characterized by cross-bedding and sometimes beautiful colours.

The rocks has been used by pharaohs to build gigantic temple of Abu Simbel. Meanwhile, there are clay bed intercalations in the section At Aswan, which is very useful for ceramic industry. The development of its Quarey, by the assistant of center of Assiut , leads to increase the save exploitation of the clays safely to 100,000 tons annually.

It is important to mention, that this group of rocks is considered to be the main underground aquifer in the western Desert of Egypt.

The Assiut university center for south valley Development takes the responsibility for the evaluation of the constructing materials existing in Assiut environs. The field surveying of the region by experts from the geology department , Assiut university reveals to that there are following main constructing material.

Lower Eocene Limestone sands , gravels , clays ( of pliocene age) and Alabaster samples are collected from different localities in the region for analysis. The reserves of the ores are relatively calculated from the outcrops and from the geological map of Egypt.

**Limestone.** Because of the wide range of limestone rock varieties around Assiut , (east and west of the Nile), a lot of samples have been collected for technical and chemical analyses. These analyses were carried out at the labs. Of department of civil engineering under the supervision of Engineering consultanting center of the same faculty.

The technical analysis confirm the possibility of using the limestone as an important constructing materials as well as using them in cement industry. The sands and gravels have also been under investigation in the same center and the maim results reveal the followings.

Sands are fine grains and could be used with cement and concrete foundation.

Gravels are almost siliceous of different sizes and are very good for concrete foundations after sieving and taking the suitable grain sizes. Also could be used as roads foundations.

**Utilization of Natural Egyptian Clays as Industrial Catalysts.** Clay minerals find wide variety application in the various field of industry. They are used as a) bleaching earth for clarifying edible and industrial oils, b) binding agent for animal feeds, and c) filter in medicines, cosmetics and pesticides. They can also be used as adsorbents for the removal of toxic compounds and heavy metal ions from solution and dispersions. Bentonites have equally important applications in the area of catalysis. Clay minerals, such as kaolinite, are still used in the matrix of catalysis. Clay minerals, such as kaolinite, are still used in the matrix of cracking catalysts. In addition to catalytic processes, such as dehydration, dimeriation, polymerization, disorientation, hydroformulation, Diels-Alder reactions. The majority of the catalytic reactions using clays are performed with natural clay minerals.

Studies on the use of clay minerals, in place of hazardous homogeneous catalysis, in liquid-phase reactions or the production of fine chemicals are receiving much attention now. However , generally the natural clays can be enhanced by acid treatment . In addition , the activity of natural clays can be enhanced by acid treatment. It is interesting to mention here that the Egyptian natural clays were tested for some dehydration reaction and they exhibit high activity and selectivity. The most important evidence is that the amount of available clays in Egypt (New Valley area) is about 100.000.000 metric tons.

Thus the Egyptian economy can benefit a lot from the utmost utilization of these amounts.

## НОВЫЕ ДАННЫЕ О СОСТАВЕ И СТРОЕНИИ ОТЛОЖЕНИЙ БАШКИРСКОГО ЯРУСА ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ МЕЛЕКЕССКОЙ ВПАДИНЫ (ПО МАТЕРИАЛАМ ОПОРНОЙ СКВАЖИНЫ МЕЛЕКЕСС-1)

*Агафонова Г.В.\* (МГРИ, agafonovagalina@inbox.ru),  
Белошей В.Э. (ФГБУН ГИН РАН, ms.beloshey@mail.ru)*

### Аннотация

Отложения башкирского яруса являются нефтегазоносными в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Возникла необходимость в ревизии и переосмыслении литологических материалов опорного бурения, на которые продолжают ссылаться исследователи, занимающиеся каменноугольными отложениями Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Проведен микроскопический анализ, позволивший уточнить и дополнить строение карбонатных отложений башкирского яруса.

**Ключевые слова:** башкирский ярус, известняки, литотипы, известковые водоросли, коллектор, Волго-Уральская нефтегазоносная провинция, Мелекесская впадина.

Мелекесская опорная скважина №1 была пробурена в начале 50 х годов в центральной части Мелекесской впадины. С 1953 по 1955 годы материалы бурения были обработаны коллективом сотрудников ВНИГНИ под руководством Клевцовой А.А. и составлен сводный отчет в 4- книгах (3). С 1954 по 1956 г.г. под руководством Семихатовой С.В. по материалам опорных скважин (Бузулукской, Мелекесской и Опаринской) выполнена отчетная работа по стратиграфии, литологии, фациям и палеонтологии каменноугольных отложений Второго Баку. Данные этой работы были опубликованы в 1959,1970 г.г. (4,5)

Объектом проведенных исследований являются отложения башкирского яруса, вскрытые опорной Мелекесской скважиной №1 в интервале глубин 1213,00-1167,00 м мощностью 46 м. Литологические материалы по башкирским отложениям с 1955 без изменений использовались в различных публикациях.

На данный момент башкирский ярус выделяется в объеме верхнего подъяруса, включает черемшанский и мелекесский горизонты и представлен известняками белыми и светло серыми неравномерно перекристаллизованными, окремненными, стилолитизированными и пористо-кавернозными. При послойном описании разреза из отложений башкирского яруса на микроанализ было отобрано 28 шлифов, которые с учетом выхода зерна неравномерно охарактеризовали толщу. Авторами данной работы заново изучены на современном оборудовании и в свете новых данных проанализированы известняки башкирского яруса.

В работе (4) из 28 шлифов представлено описание 22 шлифов. Микроскопически охарактеризованные образцы можно разделить на две части: меньшую, в которой в начале описания для каждого образца приводится его название и большую, где такого названия нет. В меньшей части первыми авторами (3) *выделено 5 литотипов известняков: 1) оолитовый с карбонатными обломками, 2) водорослево-фораминиферовый, 3) фораминиферовый с обломками карбонатных пород, 4) органогенно-обломочный и 5) детритусовый.*

Описание и анализ шлифов известняков из этой части выявил следующее:

*1 литотип.* Известняк оолитовый с карбонатными обломками, сложенный оолитами и обломками известняков микрозернистой структуры, по существу, является известняковым гравелитом с гравийными обломками оолитовых известняков и песчаным оолитовым заполнителем, среди которого встречаются обломки микрозернистых известняков песчаного размера.

*2 литотип.* В известняках водорослево-фораминиферовых (Рисунок 1) содержание фораминифер составляет до 35%, а водорослей до 10%, 5% относится к створкам остракод и остаткам иглокожих, а 10% принадлежит к неопределимому детриту. По нашим данным в известняках резко преобладающими компонентами являются зеленые водоросли (до 50%) и раковины мелких фораминифер (до 30%) При этом среди водорослевых остатков преобладают не двинеллы, а донцеллы, талломы которых благодаря способности к перекристаллизации воспринимались как яснокристаллический кальцит цементации. Среди водорослей и фораминифер располагаются микросгустки пелитоморфного кальцита - продукты жизнедеятельности микробиальных организмов, чаще всего диагностируемых как гранулированные фораминиферы.

*3 литотип.* Известняк фораминиферовый (20%) с обломками карбонатных пород (30%) на самом деле относится к зачаточному оолитовому структурному типу с органогенными обломками и интракластами известняков.

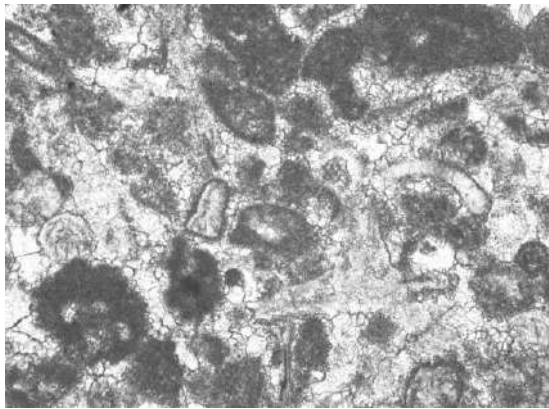
*4 литотип.* Известняк органогенно обломочный сложен обломками известняков (35%), фораминифер (10%), включает остатки брахиопод, иглокожих, водорослей, неопределимый детрит (10%). По нашим данным известняк диагностируется как зачаточный оолитовый с органогенными обломками, интракластами известняков, но отличающийся меньшим размером структурных компонентов, их худшей сохранностью, благодаря отрицательной структуре, чем компоненты 3 литотипа.

*5 литотип.* Известняк детритусовый сложен на 60% микрозернистым кальцитом, из-за неравномерной перекристаллизации получивший псевдообломочную структуру. По существу, порода является известняковым гравелитом (Рисунок 2), сложенным гравийными обломками микрозернистых известняков, в материале-заполнителе которого располагаются обломки микрозернистых известняков песчаного размера, остатки брахиопод, водорослей, раковины фораминифер. При этом обломки известняков (интракласты) являются сугубо местным материалом, не испытавшим переноса, а просто взломанным полулитифицированным осадком, на что указывает их необычная неправильная с волнистыми и фестончатыми контурами форма.

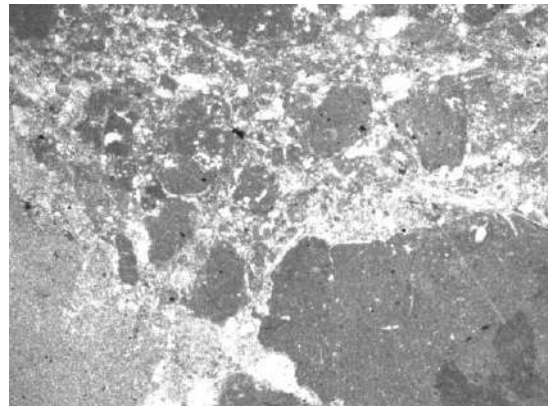
Обратимся к оставшимся шлифам (всего 15), в начале описания которых не дается название породы. Их тоже можно разделить на две части. В первой части основная масса в известняках представлена «сильно гранулированными и перекристаллизованными органогенными остатками» (4) - фораминиферами (преобладают), брахиоподами, иглокожими, водорослями, неопределимым детритом. На самом деле среди этих известняков выделяются фораминиферово-водорослевый (Рисунок 3), микросгустково-комковатый (Рисунок 4), водорослевый с раковинным детритом и обломочный литотипы.

Гораздо сложнее с диагностикой второй части шлифов, в которых основная масса в известняках рассматривалась как микрозернистая, содержащая незначительное количество все тех же органогенных остатков. Среди этих известняков при ревизии литологического материала авторами выделены - водорослевый с микробиальным заполнителем (Рисунок 5) и строматолитоморфный (Рисунок 6) с корковыми формами цианобионтов. В установленных литотипах основным компонентом является не микрозернистый кальцит с разной интенсивностью перекристаллизованный по данным (3), а водорослевые и микробиальные остатки. Особенно показательным

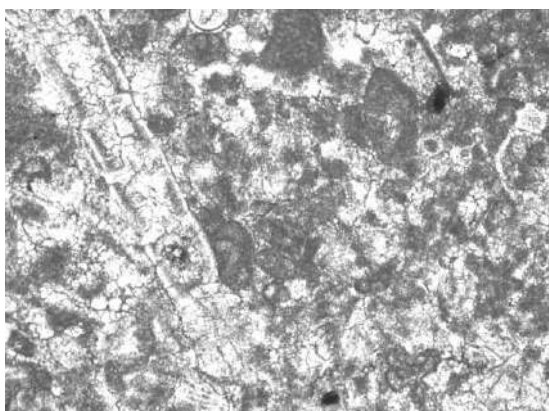




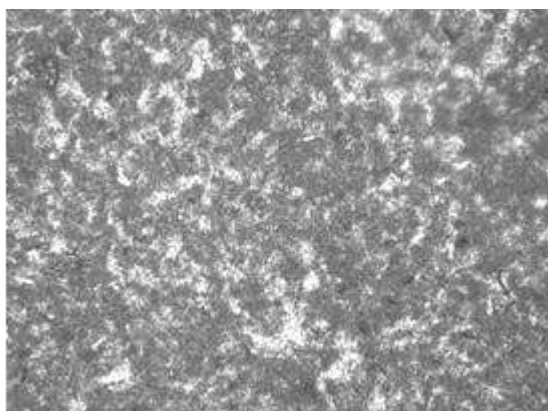
**Рисунок 1.** Шлиф 919, инт. 1182,6-1177,4 м.  
Известняк фораминиферово-водорослевый.  
Николи II, ув. 10.



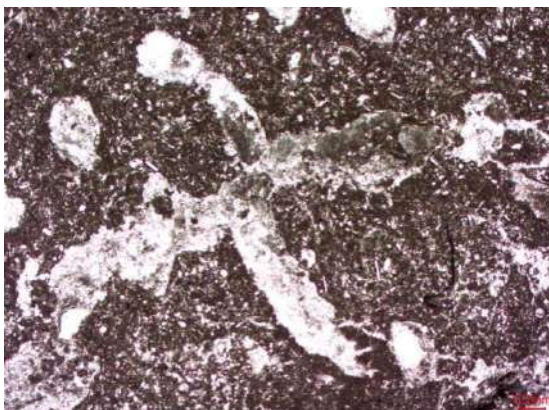
**Рисунок 2.** Шлиф 936, инт. 1187,8-1182,6 м.  
Известняковый гравелит.  
Николи II, ув. 2,5.



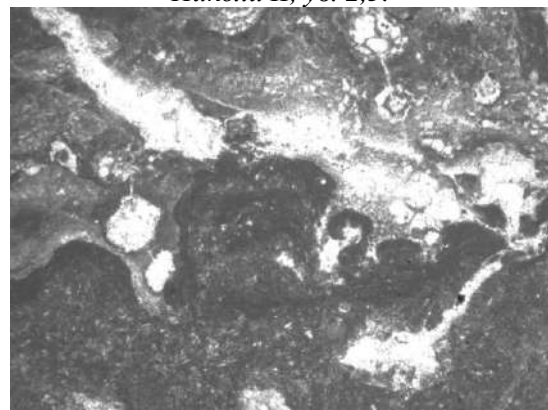
**Рисунок 3.** Шлиф 927, инт. 1177,4-1182,6 м.  
Известняк фораминиферово-водорослевый.  
Николи II, ув. 10.



**Рисунок 4.** Шлиф 911, инт. 1177,4-1182,6 м.  
Известняк водорослевый с микробальным  
заполнителем.  
Николи II, ув. 2,5.



**Рисунок 5.** Шлиф 924, инт. 1182,6-1177,4 м.  
Известняк микрогустково-комковатый  
Николи II, ув. 10.



**Рисунок 6.** Шлиф 926, инт. 1182,6-1177,4 м.  
Известняк строматолитоморфный.  
Николи II, ув. 2,5.

является известняк (шл. 911) из интервала 1177,40-1182,60 м, в котором на долю микрозернистого кальцита, по мнению авторов (4), приходится до 60%. В нем «беспорядочно располагаются включения, линзочки и трещинки округлой, неправильной и причудливой



формы, сложенные разнотельным кальцитом». На самом деле все описанные формы относятся к крупным водорослевым остаткам, с реликтами сохранившегося внутреннего строения, погруженные в микробильную массу, и требующие дальнейшего изучения (Рисунок 5).

### Выводы

Таким образом, на основе выполненного микроскопического анализа отложений башкирского яруса установлено 12 литотипов известняков: известняковый гравелит двух типов, фораминиферо-водорослевый, зачаточн-оолитовый двух типов, органогенно-обломочный, строматолитоморфный, микросгустково-комковатый, водорослевый с раковинным детритом, водорослевый с микробильным заполнителем, фораминиферо-криноидный, микротельный. Приведены краткие характеристики наиболее принципиальных литотипов.

При анализе установленных ранее литотипов выявлено, что наиболее трудными для диагностики компонентами являлись зеленые водоросли и цианобионтные образования. Первые вместе с мелкими фораминиферами создавали специфические биоценозы. Вторые в силу особенностей своей жизнедеятельности образовывали корки и микросгустки. Объективной причиной этому явилось то, что целенаправленное изучение ископаемых водорослей началось с 60 - тых годов XX века.

Вторым важным моментом при диагностике известняков является «снятие» с породы вторичных признаков и выявление ее первичной седиментационной структуры. Вероятно, именно это вызвало у исследователей (4) затруднение в определении и соответственно названии части литотипов.

Выполненные исследования по диагностике известняков башкирского яруса помогут уточнить и дополнить условия их образования, проследить их постседиментационные изменения, а следовательно, формирование коллекторских свойств и закономерности распределения пород-коллекторов.

### Литература

#### Опубликованная

1. Семихатова С.В., Елина Л.М., Рыжова А.А. и др. Материалы к изучению каменноугольных отложений Волго-Уральской нефтеносной области.- М.: Гостоптехиздат, 1959 - 206 с.

2. Нефтегазоносные и перспективные комплексы центральных и восточных областей Русской платформы. Том 111. Каменноугольные отложения Волго-Уральской нефтегазоносной области. Под ред. С.В. Семихатовой и А.А. Рыжовой. ТР. ВНИГНИ, вып. 76.Л.,Недра,1970, - 264 с.

#### Фондовая

3. Клевцова А.А. и др. Обработка материалов и составление сводного отчета по Мелекесской опорной скважине. Том 3. - М.: ВНИГНИ, 1955. - 370 с.

4. Семихатова С.В. и др. Послойное описание каменноугольных отложений, вскрытых Мелекесской опорной скважиной. Том 3. - М.: ВНИГНИ, 1956. - 436 с.

5. Семихатова С.В. и др. Стратиграфия, литология, фации и палеонтологическая характеристика каменноугольных отложений Второго Баку (по материалам скважин Бузулукской, Мелекесской и Опаринской). Том 1. - М.: ВНИГНИ, 1956. - 383 с.

## О РОЛИ ТРЁХМЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРИ ПОВЫШЕНИИ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГАРАДАГ, БАХАР, БАЛАХАНЫ-САБУНЧИ-РАМАНА)

*Асланзаде Ф.Б. (Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности, [fidan\\_aslanzade@mail.ru](mailto:fidan_aslanzade@mail.ru) )*

*Алиева Э.Г. (Государственная Нефтяная Компания Азербайджанской Республики, SOCAR, [e\\_aliyeva@mail.ru](mailto:e_aliyeva@mail.ru) )*

### Аннотация

Рассмотрены литолого-фациальные и тектонические особенности мезо-кайнозойских отложений центрального Абшерона на основе результатов геологического трёхмерного моделирования (на примере месторождений Гарадаг, Бахар, Балаханы-Сабунчи-Рамана), на наличие в них резервуаров и покрышек для аккумуляции и сохранения углеводородов, нефтегазоносных свит и горизонтов, вскрытых скважинами, определены наиболее перспективные структуры и участки, с целью выявления в них залежей нефти и газа в верхней части майкопской свиты, чокракском горизонте, диатомовой свите и продуктивной толще плиоцена.

**Ключевые слова:** литофация, тектоника, резервуар, мезо-кайнозой, отложения, залежь, нефть, газ, нефтегазоносность.

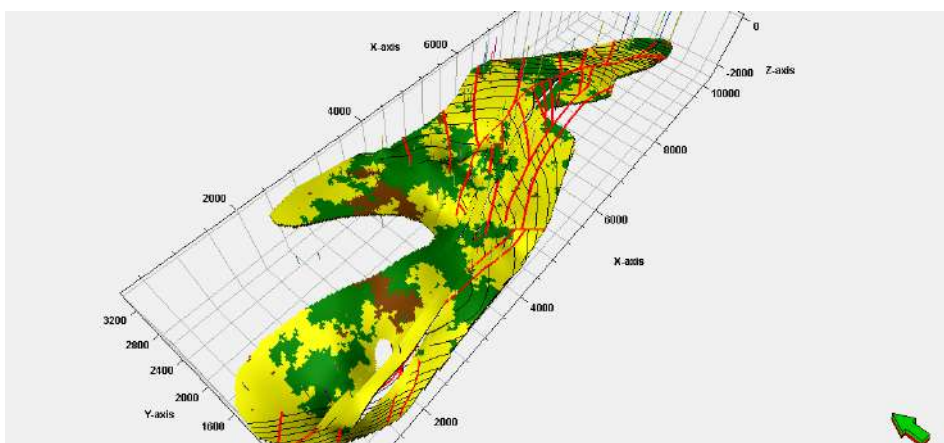
Данная работа посвящается определению зон геологических ресурсов и повышения нефтеотдачи пластов месторождений центрального Абшерона на основе результатов геологического трёхмерного моделирования на примере месторождений Гарадаг, Бахар, Балаханы-Сабунчи-Рамана. Несмотря на длительные сроки разработки, эти месторождения имеют большие объёмы не реализованных запасов углеводородов (УВ). Коэффициент использования геологических запасов по этим месторождениям изменяется в больших диапазонах от 0,05-0,70 и перспективы нефтегазоносности исследователями оцениваются очень высокими [1]. Научно-исследовательские и поисково-производственные, также эксплуатационные работы выявили высокую перспективность месторождений Центрального Абшерона, где сосредоточены весьма значительные остаточные запасы УВ. Но из-за сложного строения, недостаточного объёма глубокого бурения, не доведения многих пробуренных скважин до проектных глубин, не удовлетворительного осуществления опробований нефтегазоносных пластов в скважинах и низкого качества проведенных сейсморазведочных работ, ресурсы УВ этого региона до сих пор остаются не освоенными до конца.

Контурсы Абшеронского НГР по ПТ, очерчиваются ареалом распространения верхнеплиоцен-антропогеновых отложений, а ось совпадает с областью максимального накопления осадков ПТ. Доальпийский фундамент прогиба разбит поперечными (северо-восточными) разломами на ряд выступов (горстов) и опущенных блоков (грабен).

Структурно-тектонические особенности Абшеронского прогиба по плиоценовым и миоценовым отложениям отражены на многочисленных структурных картах [2÷5].

С тектонической точки зрения газо-нефтяное месторождение *Балаханы-Сабунчи-Рамана (БСР)* является одним из поднятий Джорат-Зыхской антиклинальной зоны и одноимённая складка представляет собой открытую асимметричную антиклиналь, вытянутую по широте. Южное крыло относительно северного более пологое. Ядро складки осложнено многочисленными разрывными нарушениями. Длина складки – 10 км, ширина – 3 км.

Сводовая часть структуры БСР осложнена грабеном, шириной 300 м, длиной 4,5 км. На обоих крыльях складки на границах грабена наблюдаются разноамплитудные смещения, которые увеличиваются с глубиной (рисунок 1).



**Рисунок 1.** Карта распределения литологических толщин (песчаник, алевролит, глины) на структуре Балаханы-Сабунчи-Рамана по свите «Фасила» Продуктивной Толщи Азербайджана

Тектоническое нарушение, проходящее по центру брахиантиклинальной складки БСР, делит ее на три части: северо-восточное крыло, центральная часть, южное крыло. Кроме этого, многочисленные разрывные нарушения разбивают структуру на блоки. Мощность основных нефтеносных горизонтов продуктивной толщи увеличивается с северо-запада на юго-восток с 1270 м до 1680 м.

В погруженных частях крыльев складки отложения акчагыла и апшерона выходят на дневную поверхность.

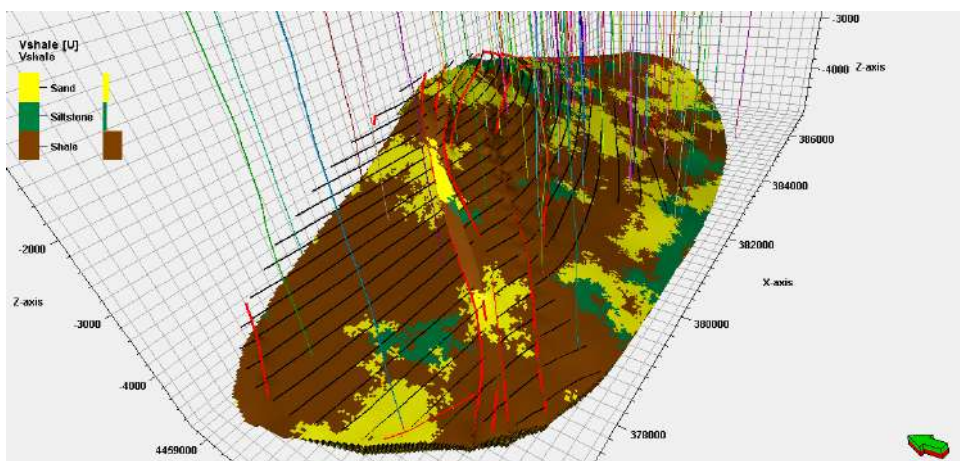
Продольное расположение слоев с востока на юго-восток придает месторождению многоступенчатый характер. Каждый восточный блок расположен ниже западного блока. Слои, расположенные продольно, имеют другие особенности. Некоторые из них опускаются на юг, другие на север. Продольные слои в основном затухают в верхнем отделе ПТ и не достигают площади Балаханы. Это указывает на то, что слои образовались после осадконакопления. Амплитуда поперечных слоев 10-40 м. У продольных слоев амплитуда с погружением увеличивается. Осевая часть складки со стороны горы Богбога, простирающаяся в направлении с северо-запада на юго-восток, круто изгибается на восток.

Тектонические нарушения имеют большое влияние на распределение углеводородов на месторождении.

На структурных картах в присводовой части на площади Сабунчи прослеживаются две параллельные линии нарушения в сводовой части, простирающихся на восток, имея как взбросовый, так и сбросовый характер и они затухают на площади Рамана.

*Структура Гарадаг* состоит из двух частей и расположена между юго-восточным Гобустаном и юго-западным Абшероном и обладает сложным тектоническим и асимметричным строением. Структура отличается от других соседних своей приподнятой массивной частью и оригинальностью формы. Субвертикальная часть отделяется от структуры Гызылтепе на западе по отложениям плиоцена неглубокой седловиной. Пологая часть структуры относительно субвертикальной более большая по площади, ее длина составляет более 10 км. Северное крыло слабо развито. Южное крыло характеризуется другими особенностями: в присводовой части имеют крутой склон (по данным структуры VII горизонта  $50-55^\circ$ ), в периклинальных частях углы наклона становятся более пологими и в юго-восточном направлении (рисунок 2).



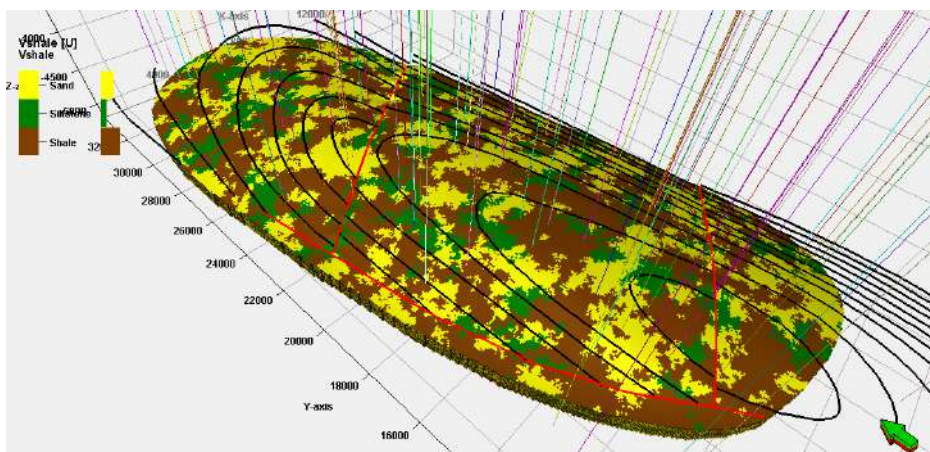


**Рисунок 2.** Карта распределения литологических толщин (песчаник, алевролит, глины) на структуре Гарадаг по свите VII горизонта Продуктивной Толщи (аналог свиты «Фасила») Азербайджана

Тектонические нарушения играют основную роль в сложном строении структуры Гарадаг. По результатам проведенных исследований было выявлено, что в тектоническом строении южного крыла рядом с главным разрывным нарушением наблюдается параллельно расположенные несколько мелко амплитудных нарушений.

Эти нарушения в отличие от основных с геологической точки зрения считаются образованными позже в результате деятельности грязевых вулканов.

Месторождение Бахар расположено в открытом море на юге от Абшеронского полуострова, на северо-западе от месторождения Шах-дениз и на юге в 20 км от месторождения Гум-дениз. Согласно данным глубоководного бурения, структура месторождения Бахар в тектоническом плане представляет собой брахиантиклинальную складку, являющуюся удаленным юго-восточным продолжением Фатмай-Зых тектонической зоны.



**Рисунок 3.** Карта распределения литологических толщин (песчаник, алевролит, глины) на структуре Бахар по свите «Фасила» Продуктивной Толщи Азербайджана

Складка на севере отделена от месторождения Гум-Дениз седловиной, согласно сейсмическим данным южная переклираль отделена от месторождения Шах-Дениз так же небольшой седловиной и оно разделено на несколько блоков тектоническими нарушениями. Все запасы углеводородов содержатся в присводовой части структуры, в восточном крыле и в периклиальных частях. Два поперечных разрывных нарушения разделяют структуру месторождения на три блока: первый блок – северная периклираль, второй блок – центральная часть складки и третий блок – южная периклираль. Амплитуда блоков (северная и южная) достигает 20-30 м.



Погружение южной периклинали структуры осложнено наличием большого грязевого вулкана. Кроме продольного тектонического нарушения на западном крыле структуры были выявлены четыре поперечных нарушения. Они разделяют западное крыло на пять тектонических блока. Амплитуда между блоками составляет 200-300 м. Месторождение Бахар осложнено одним продольным тектоническим нарушением и пятью поперечными нарушениями, что делит месторождение на семь блоков.

В пределах Абшеронского НГР различные свиты и горизонты ПТ, считаются основными нефтегазоносными объектами. Уже доказано наличие резервуаров для нефтегазовых скоплений в ПК свите и VIII (НКП свита нижнего отдела), VII и V горизонтах (балаханская свита), а также в IV, III, II и I горизонтах (сабунчинская и сураханская свиты) верхнего отдела ПТ. В целом, в разрезе этого комплекса выделяются 24 песчано-алевритовые коллекторы-горизонты, разделенные друг от друга мощными глинистыми толщами. Они различаются литологическим составом и толщине по площади и разрезу. Мощность их изменяется в пределах 45-55 м.

Залежи нефти и газа в ПТ могут образоваться в основном за счет превращения органических материалов, накопленных в нижней - глинистой части разреза, в углеводороды. Вместе с тем, более вероятно, что в формировании залежей нефти и газа роль вертикальной миграции углеводородов из нефтематеринских свит миоцена была существенна.

Основной особенностью отложений ПТ, является резкое увеличение мощности их в сторону ее центра и выклинивание нижних свит и горизонтов разреза по направлению регионального подъема. В прибрежных зонах прогиба предполагается наличие нефтегазонасыщенных литолого-стратиграфических ловушек в нижних свитах и горизонтах ПТ. Поэтому при поиске залежей нефти и газа следует заострить внимание на эти ловушки.

#### **Литература**

1.Ахмедов Г.А., Салаев С.Г., Дадашев Ф.Г., Дадашев А.М., Зейналова Э.И., Эфендиев Д.И., Байрамова Г.А. Научные основы поисков газовых залежей в палеоген-миоценовых отложениях депрессионных зон Азербайджана. – Баку: Элм, 1970, 145 с.

2.Алиева Э.Г.-М., Асланзаде Ф.Б. Изменение коллекторских свойств отложений Калининской свиты Апшеронского полуострова / Геология и полезные ископаемые Кавказа (Сборник научных статей, выпуск 57), Махачкала, 2011, с.7-10.

3.Асланзаде Ф.Б. Роль сейсмичности в пути миграции углеводородов (на примере нефтегазоносных структур Апшерона) / Проблемы сейсмологии в Узбекистане, № 7. Том II, 2010, с.14-17.

4.Асланзаде Ф.Б., Ядигаров Э.М. Возможности изучения локальных геологических и сейсмических процессов нефтегазоносных районов (на примере месторождений Гарадаг-Азербайджан и Шуртан-Узбекистан) / Проблемы сейсмологии в Узбекистане, № 12, 2015, с.92-97.

5.Асланзаде Ф.Б. Возможности уточнения перспектив нефтегазоносности локальных залежей (на примере Месторождений Гарадаг) / АНХ, 2016, № 9, с.17-21.

## ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА СТАЙЛСА ДЛЯ УСРЕДНЕНИЯ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ ГЕТЕРОГЕННОГО РАЗРЕЗА С ПОРОВО-ТРЕЩИНОВАТЫМ КОЛЛЕКТОРОМ

Балашов Д. А.

(ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург, Россия, Balashov.DA@gazpromneft-ntc.ru)

### Аннотация

В работе проведено обоснование возможности использования осреднения относительных фазовых проницаемостей для неоднородного пласта с учетом раскрытых трещин методом Стайлса.

**Ключевые слова:** метод Стайлса, относительные фазовые проницаемости, апертюра трещин, густота трещин, концевые точки.

Для прогнозирования поведения коллектора и обоснования рентабельности разработки инженеры-нефтяники в большинстве случаев используют численное моделирование, которое позволяет учесть все нюансы геологического строения и источников энергии. Однако, когда дело касается работы с трещиноватым коллектором, где основными каналами фильтрации являются раскрытые трещины, классическое численное моделирование не позволяет получить надежный результат. Для этого необходимо проводить моделирование двойной среды, что требует достаточно большого количества первичной информации. Хорошей альтернативой видится использование классического численного моделирования в связке с аналитическим методом для учета трещиноватости. В качестве такого подхода в работе предлагается использовать метод Стайлса, который позволяет учесть вертикальную неоднородность пласта по ФЕС, для учета влияния раскрытых трещин на прорыв воды в скважину.

Для анализа применимости метода был взят элемент пласта с порово-трещиноватым коллектором с фильтрационно-емкостными свойствами, представленными на Рисунке 1.

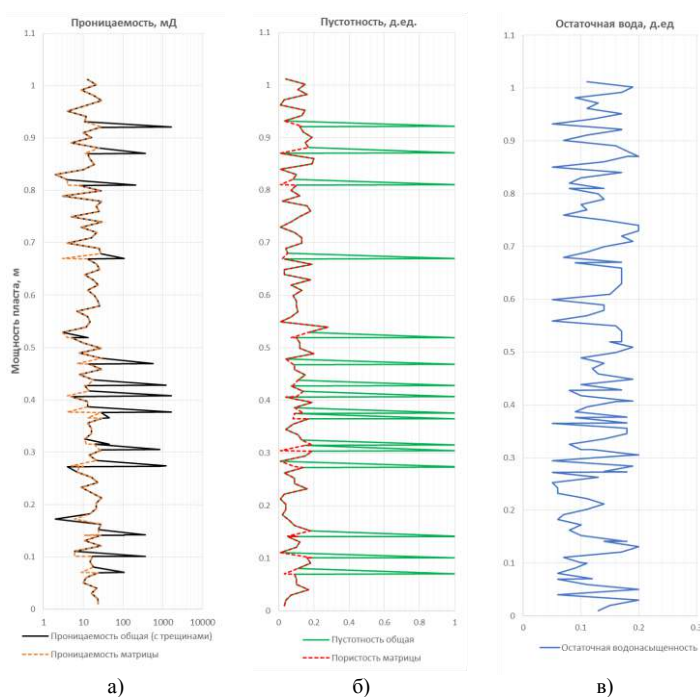


Рисунок 1. Свойства элемента пласта по вертикали

По результатам исследований микросканером может быть определена средняя густота трещин, которая в работе была задана равной 20 шт/м (Г). Апертура трещин находится в диапазоне от 0.1 до 1 мм. Применяя уравнение Буссинеска совместно с уравнением Дарси, может быть рассчитана проницаемость трещины при допущении, что апертура трещин не зависит от пластового давления. Рассчитанная проницаемость трещин в исследуемом интервале получилась в диапазоне [13.3; 1666.7] мД. Рассчитанная проницаемость трещин добавлена в общий профиль проницаемости (Рисунок 1а). Ввиду того, что трещины являются раскрытыми, и при условии пренебрежения возможными дигенетическими преобразованиями, их пустотность составляет 100% (Рисунок 1б).

Метод Стайлса имеет достаточно сильное допущение о невозможности вертикальных перетоков между пропластками, что не позволяет в явном виде учесть двойную проницаемость аналитически в данной модели, однако при условии преобладания вязкостных сил при фильтрации по трещинам (что действительно так) можно применить этот метод для учета быстрого обводнения скважины из-за прорыва воды от скважин ППД по системе трещин (Рисунок 2). Вторым важным допущением является поршневое вытеснения внутри каждого пропластка, то есть отношение подвижностей должно быть  $M=1$ .

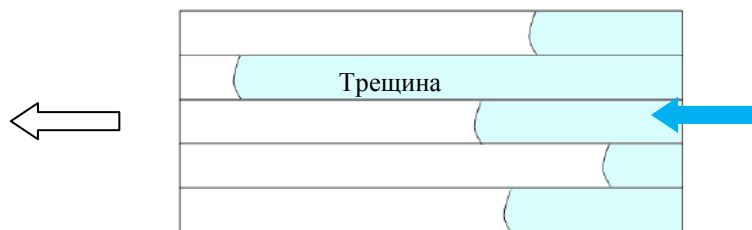


Рисунок 2. Вытеснение нефти из элемента пласта в соответствии с допущениями Стайлса

Реализация метода Стайлса включает в себя сортировку пропластков в соответствии с убыванием значений коэффициента  $\alpha$ , что характеризует этапность прорыва воды по ним. Соответственно, по пропластку, обладающему максимальным значением коэффициента  $\alpha$ , вода в скважину прорвется в первую очередь.

$$\alpha_j = \frac{k_j k'_{rwj}}{\phi_j (1 - S_{orj} - S_{wcj})} \quad (1)$$

Следующим шагом является расчет средней обводненности и фазовых проницаемостей после прорыва воды по пропласткам.

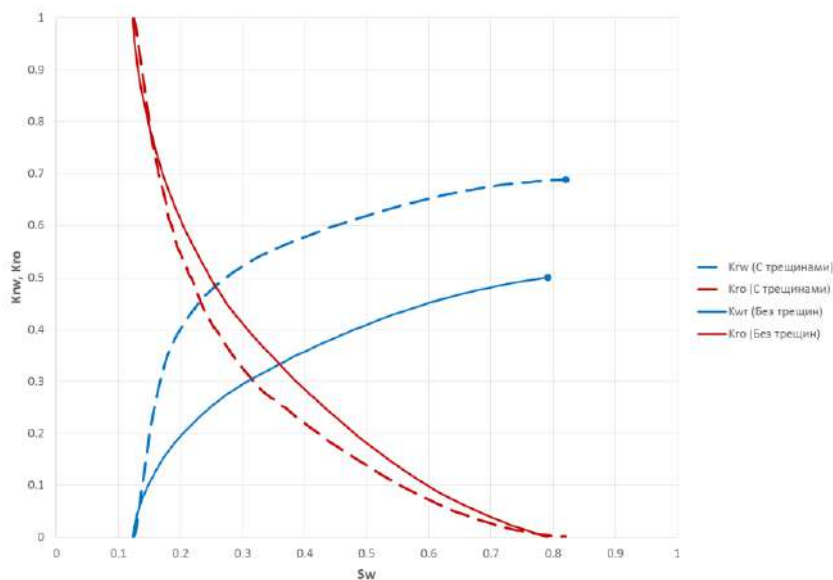
$$\bar{S}_{wn} = \frac{\sum_{j=1}^n h_j \phi_j (1 - S_{orj}) + \sum_{j=n+1}^N h_j \phi_j S_{wcj}}{\sum_{j=1}^N h_j \phi_j} \quad (2)$$

$$\bar{k}_{rn}(\bar{S}_{wn}) = \frac{\sum_{j=1}^n h_j k_j k'_{rnj}}{\sum_{j=1}^N h_j k_j} \quad (3)$$

$$\bar{k}_{rn}(\bar{S}_{wn}) = \frac{\sum_{j=n+1}^N h_j k_j k'_{rnj}}{\sum_{j=1}^N h_j k_j} \quad (4)$$

Следует отметить, что количество расчетных точек на графике ОФП совпадает с количеством пропластков. После прорыва воды по пропластку обводненность является постоянной до момента прорыва воды по следующему интервалу. При малом количестве пропластков график ОФП будет иметь ступенчатый вид, что не является удобным. Рекомендуется провести разбиение интервала на максимально возможное количество промежуточных интервалов без их усреднения по свойствам, что позволит получить достаточно плавный график ОФП, где ступенчатость уже не влияет на результат восприятия.

В результате применения метода Стайлса для общего интервала, разбитого на 100 подинтервалов, был восстановлен график ОФП для поровой среды, а также, добавляя трещины в виде пропластков в расчет, получен график модифицированных ОФП с учетом трещиноватости.



**Рисунок 3** Восстановленные ОФП методом Стайлса

Значение конечной точки по воде для матрицы в работе было задано равным 0.5, так как предполагается порово-трещиноватый коллектор терригенного типа с карбонатизированным цементом. Значение конечной точки по воде для трещин -  $K_{rw}=1$ , так как формирование глобул нефти в трещинах не происходит, и остаточной нефти внутри трещин не предполагается, поэтому значение  $S_{or}$  для трещин также равно нулю.

Анализируя полученный результат (Рисунок 3), можно наблюдать увеличение среднего значения конечной точки по воде при учете трещин, а также уменьшение среднего значения  $S_{or}$ . В общем, видно значительное ухудшение процесса вытеснения за счет влияния трещин на процесс фильтрации, так как происходит более быстрое обводнение. Таким образом метод можно считать применимым для учета влияния трещиноватости на процесс вытеснения с помощью метода Стайлса при условии соблюдения допущений методики.

### Литература

1. Голф-Рахт Т.Д., Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. -М. Недра, 1986. -608 с.
2. Л.П. Дейк, Основы разработки нефтяных и газовых месторождений. -М. ООО «Премиум Инжиниринг», 2009. -570 с.
3. Louis H. Reiss, The reservoir engineering aspects of fractured formations. -Paris, 1080. -110p.



## УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫХ ГОРИЗОНТОВ ЛЕНО-ТУНГУССКОЙ НГП

*Баршин А.В. (РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, abarshin@yandex.ru)*

### **Аннотация**

В тезисе выделены элементы глубокопогруженной генерационно-аккумуляционной углеводородной системы (ГАУС) Лено-Тунгусской НГП. Приведены результаты моделирования ГАУС вдоль части профиля «Алтай - Северная Земля», проходящего от Ангарских дислокаций, через Камовский свод и до осевой части Курейской синеклизы.

### **Ключевые слова**

Лено-Тунгусская НГП, кембрий, глубокопогруженные горизонты, ГАУС

### **Введение**

Исследуемый регион находится на западе Сибирской платформы. На его юге расположена Ангарская зона складок, в центральной части части Байкитская антеклиза, а на севере – южная и центральная части Курейской (Тунгусской) синеклизы.

### **Элементы глубокопогруженной генерационно-аккумуляционной углеводородной системы (ГАУС) Лено-Тунгусской НГП**

Рассматриваемый район является частью Лено-Тунгусской НГП. Еще в 70-е годы было открыто Юрубчено-Тохомская зона (ЮТЗ) нефтегазоаккумуляции. На момент открытия и вплоть до настоящего времени это первая и единственная зона накопления, где нефть и газ связаны с докембрийскими нефтегазогеологическими комплексами (НГК). С тех пор здесь кроме ЮТЗ открыты такие месторождения как например Таначинское, Мактаконское, Куломбинское Оморинское, Собинское, Пайгинское и другие.

В рассматриваемом районе выделяется три главных нефтегазоматеринских толщ. Первая находится в верхах рифея - шунтарская свита, отложения которой представлены аргиллитами, переслаивающимися с алевролитами и мергелями. Концентрация содержания общего органического углерода в породах этой свиты колеблется от 0,15 до 8,03%. Мощность этой свиты изменяется от 20 до 70 метров.

Вторая толща образовалась в вендское время (оскобинская и ванаварская свиты), содержание органического углерода достигает 1,15%. Данные свиты представлены широким набором терригенно-карбонатно-галогенных пород – песчаников, алевролитов, аргиллитов, ангидритов и т.д.

Третья НГМТ относится к нижнему кембрию и является аналогом куонамской свиты. Мощность отложений этой толщи колеблется от 30 до 70 метров. Содержания общего органического углерода от 0,1 до 19,51% при среднем содержании 4,38%.

В рассматриваемом районе в качестве основных коллекторов выделяются следующие комплексы:

1. Кавернозные коллекторы в карстованных рифейских известняках, которые экспонировались на предвендскую эрозионную поверхность и испытывали карстовые процессы;

2. Базальные уровни вендского разреза, представленные терригенными (песчаниками и конгломератами) и карбонатно-сульфатными (оскобитами) породами. Для этих пород характерен порово-трещинный или поровый тип пространства.

3. Терригенные породы, участвующие в формировании клиноформенного комплекса, для которых характерен поровый тип пустотного пространства.

4. Кембрийские рифогенные известняки и обрамляющие рифы шлейфы, характерны кавернозным типом пустотного пространства.

Региональным флюидоупором служат нижнекембрийские соленосные толщи, распространенные в большей части профиля до Курейской синеклизы.

В пределах Курейской синеклизы нижнекембрийская НГМТ, служащая аналогом куонамской свиты, также может являться флюидоупором при миграции УВ из рифейских и вендских толщ по вендским песчаникам.

Стоит отметить, что покрывками также могут являться глинистые породы, участвующие в строении средне-верхнекембрийского клиноформенного комплекса.

### Бассейновое моделирование ГАУС

С целью оценки перспектив нефтегазоносности Лено-Тунгусской НГП было проведено моделирование ГАУС. Для достижения поставленной цели была выбрана технология бассейнового моделирования, основанная на комплексном анализе условий и времени формирования элементов ГАУС бассейна и процессов, протекавших в течение его эволюции.

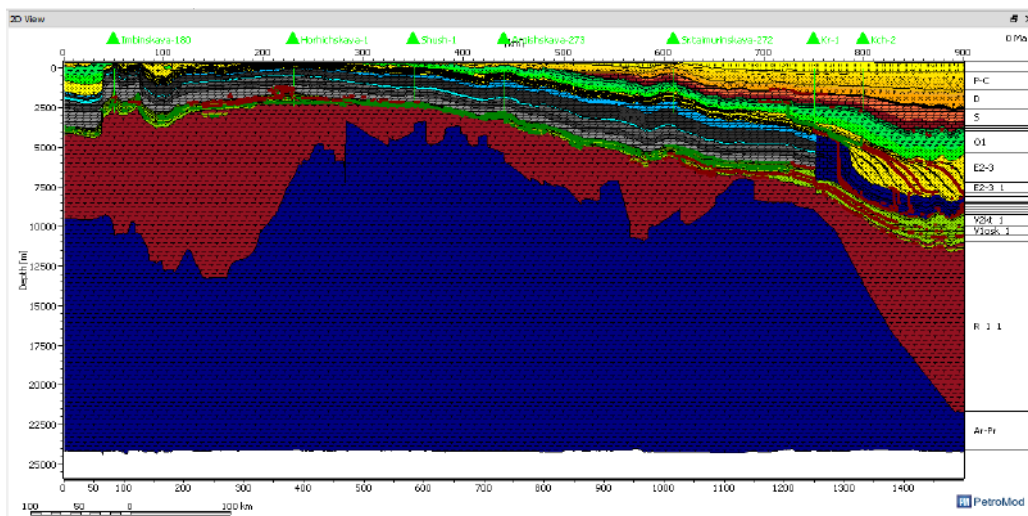


Рисунок 1. Модель миграции нефти и газа.

Согласно модели миграции (**Рисунок 1**), перемещение происходит сначала вертикально – до ближайших флюидоупоров, а затем УВ флюид «собирается» в структурных ловушках или мигрирует вдоль подошвы флюидоупоров (соленосных или глинистых толщ), заполняя встречающиеся на пути локальные поднятия (структурные ловушки) и/или тектонически экранированные и/или литологические ловушки. Заполнение литологических ловушек происходит при миграции УВ флюида из куонамской толщи в риф и/или по клиноформенным комплексам вдоль глинистых пластов, образуя скопления в самих клиноформах, достигающих рифа.

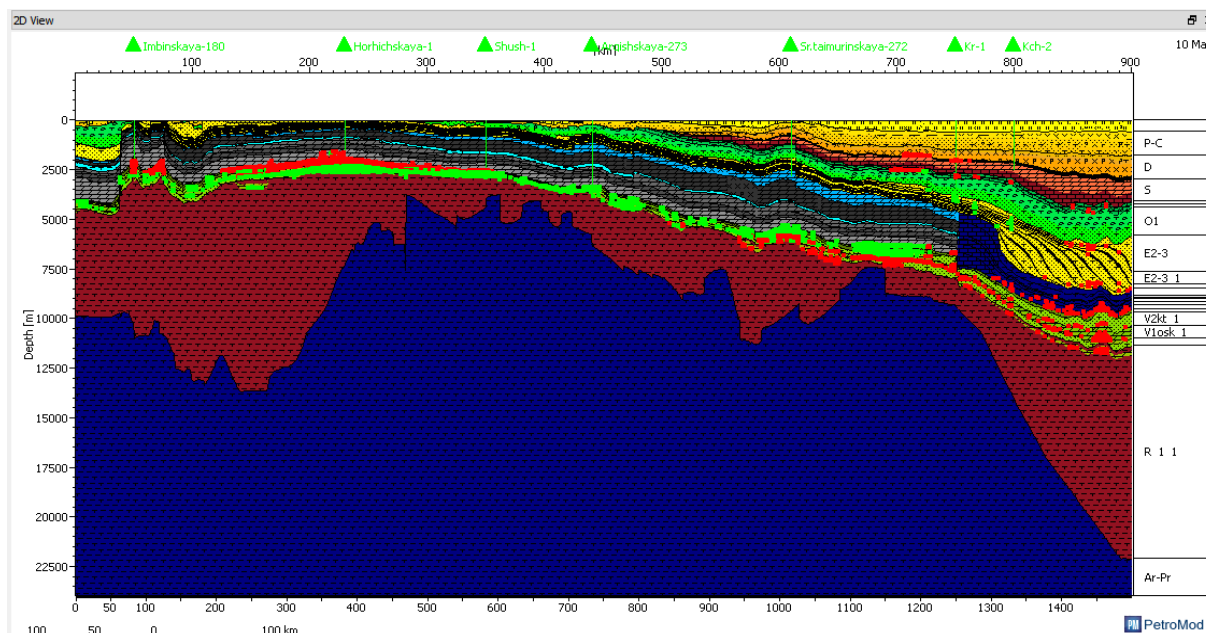


Рисунок 2. Модель аккумуляции нефти и газа.

Согласно модели аккумуляции нефти и газа (Рисунок 2), ловушки можно отнести к трем видам: тектонические, литологические и комбинированные.

В рассчитанной модели выделяется два критических момента, когда происходила массовая миграция более 50% сгенерированных углеводородов. Первым моментом массовой миграции является этап наибольшего погружения бассейна, который произошел на рубеже ордовикского и силурийского периодов. Вторым стал момент моментально случившегося траппового магматизма в триасовом периоде, в результате чего произошла массовая миграция углеводородов.

### Литература

1. Бакиров А.А., Бакиров Э.А., Керимов В.Ю., Мстиславская Л.П. Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа. Книга 1. Методика поисков и разведки скоплений нефти и газа, М., Недра, 2012 г.
2. Мартынов В.Г., Керимов В.Ю., Шилов Г.Я., Рачинский М.З. Геофлюидальные давления и их роль при поисках и разведке месторождений нефти и газа, Москва, 2013.
3. Керимов В.Ю., Топалова Т., Зайцев О., Пузин А.В., Спахич Д. Моделирование нефтегазовых геосистем и осадочных бассейнов // Теоретические основы и технологии поисков и разведки нефти и газа. 2012. № 1. С. 41.
4. Керимов В.Ю., Бондарев А.В., Осипов А.В., Серов С.Г. Эволюция генерационно-аккумуляционных углеводородных систем на территории байкитской антеклизы и курейской синеклизы (восточная сибирь) // Нефтяное хозяйство. 2015. № 5. С. 39-42.
5. Баршин А.В., Привалова О.А., Бондарев А.В. Условия формирования и перспективы нефтегазоносности глубокопогруженных горизонтов приенисейского прогиба (юго-восточной части западно-сибирского мегабассейна) // Актуальные вопросы поисков и разведки месторождений нефти и газа сборник научных трудов. РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. 2017. С. 101-112.
6. Керимов В.Ю., Карнаухов С.М., Горбунов А.А., Лавренова Е.А., Осипов А.В. Прогноз нефтегазоносности южной части предуральского прогиба по результатам моделирования генерационно-аккумуляционных углеводородных систем // Геология нефти и газа. 2013. № 6. С. 21-28

7. Керимов В.Ю., Бондарев А.В., Сизиков Е.А., Синявская О.С., Макарова А.Ю. Условия формирования и эволюция углеводородных систем на присахалинском шельфе охотского моря Нефтяное хозяйство. 2015. № 8. С. 22-27.
8. Керимов В.Ю., Осипов А.В., Монакова А.С., Захарченко М.В. Особенности формирования и нефтегазоносность складчато-надвигового пояса урала // Теоретические основы и технологии поисков и разведки нефти и газа. 2012. № 2. С. 4-14.
9. Серов С.Г., Лобусев М.А., Кузнецов Н.Б., Бондарев А.В. Геохимические исследования образцов пород на территории байкитской антеклизы и катангской седловины сибирской платформы // XXI Губкинские чтения "Фундаментальный базис инновационных технологий поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК России" Тезисы докладов. РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. 2016. С. 89-94.



## РЕСУРСЫ МЕТАЛЛОВ ОРЕНБУРГСКОГО НГКМ

*Скибицкая Н.А. (ИПНГ РАН, skibitchka@mail.ru), Бурханова И.О.\* (ИПНГ РАН, burhanova\_irina@mail.ru), Большаков М.Н. (ИПНГ РАН), Доманова Е.Г. (ИПНГ РАН), Зекель Л.А. (ИНХС РАН)*

### Аннотация

Многолетние комплексные исследования Оренбургского НГКМ показали, что находящаяся в его газонасыщенных недрах нефть является уникальным металлоносным полезным ископаемым.

**Ключевые слова:** Высокомолекулярные компоненты, матричная нефть, асфальтены, смолы, Оренбургское НГКМ, прогнозные ресурсы, редкие, редкоземельные, благородные, цветные металлы.

В современном производстве повсеместно используются редкие и редкоземельные металлы (РиРЗМ). В России основными источниками получения металлов являются рудные месторождения. Однако известно, что нефти содержат целый ряд микроэлементов, в том числе РиРЗМ, а также цветные и благородные металлы.

В большинстве случаев микроэлементный состав нефтей и битумоидов, а также вмещающих их пород изучается с целью решения различных геолого-геохимических задач. Реже встречаются работы, направленные на оценку ресурсов микроэлементов нефтяных месторождений. Основное внимание в этих работах уделено наиболее распространенному в нефтях элементу – ванадию. На данный момент в России только ванадий получают из нефти в промышленных масштабах. Однако в процессе переработки возможно получать и другие ценные микроэлементы [1].

Большая часть микроэлементов содержится в наиболее тяжелой части нефти – высокомолекулярных компонентах (ВМК) – асфальтенах, смолах. Соответственно, основными ресурсами металлов обладают месторождения тяжелых нефтей. Нефть газонасыщенных зон нефтегазоконденсатных и газоконденсатных месторождений как источник полиметаллического сырья для химической промышленности не рассматривается. Однако, в результате многолетних комплексных исследований Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ) было показано, что нефть, находящаяся в его карбонатных газонасыщенных отложениях – нефть ранних стадий нефтегенерации (матричная нефть, незрелая нефть) – является уникальным металлоносным полезным ископаемым [2-5].

Металлоносность Оренбургского месторождения изучается с 1990-х годов. На первоначальном этапе был изучен микроэлементный состав образцов асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО), отобранных из аппаратов установок комплексной подготовки газа. В результате в АСПО было выявлено высокое содержание металлов, в т.ч. РиРЗМ [3].

На следующем этапе был изучен микроэлементный состав отдельных компонентов битумоидов ОНГКМ – асфальтенов, смол спирто-бензольных и бензольных, масел, твердых парафинов. Для определения микроэлементного состава высокомолекулярных компонентов матричной нефти был применен масс-спектрометрический метод с индукционно связанной плазмой ICP-MS. В совокупности был изучен микроэлементный состав 83 проб асфальтенов, спирто-бензольных смол, бензольных смол, масел и парафинов, выделенных из образцов пород центральной, западной и восточной частей месторождения (рис. 1) [4, 5]. В результате исследования было выявлено, что концентрация большинства микроэлементов в битумоидах западной части ОНГКМ выше, чем в битумоидах центральной и восточной частей.

Сравнительный анализ показал, что концентрации Ga, Y, Co, Mo, Ag, Sc, Sb и U в битумоидах матричной нефти ОНГКМ значительно превосходят содержание этих

микроэлементов в среднем для смолисто-асфальтеновых компонентов нефти различных месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (ВУНГП) [6]. Содержания V, Co, Mo, Ni, Ag и Sb в битумоидах ОНГКМ существенно выше, чем кларки в карбонатных породах.

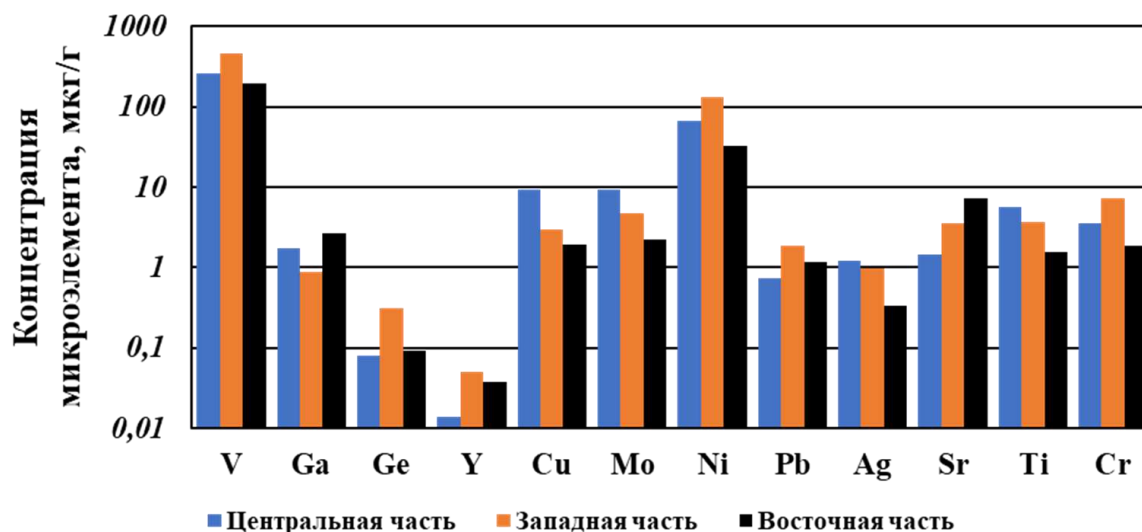


Рисунок 1. Средние концентрации микроэлементов в ВМК матричной нефти Оренбургского НГКМ по данным лабораторных исследований

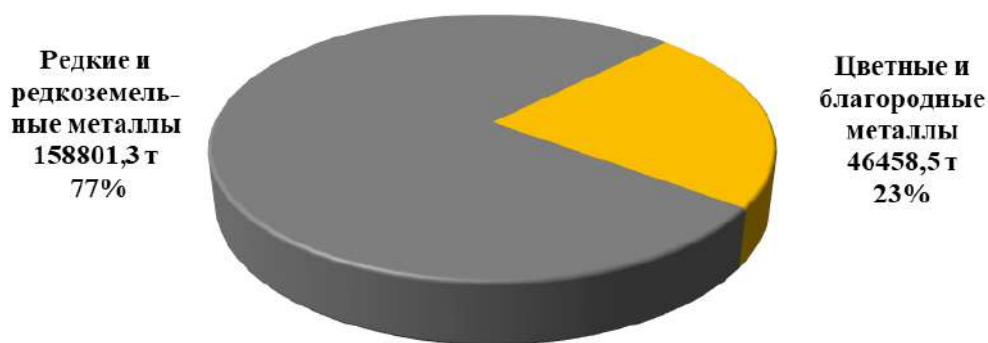
Оценка прогнозных ресурсов металлов проводилась объемно-весовым методом. Содержание металлов напрямую зависит от распределения битумоидов в горных породах, поэтому перед оценкой прогнозных ресурсов металлов должен проводиться подсчет геологических запасов высокомолекулярных компонентов нефти. Ввиду доказанной закономерности возрастания концентраций большинства элементов в ряду парафины - масла - смолы бензольные - смолы спирто-бензольные - асфальтены важно оценивать не только суммарные запасы ВМК, но и каждого компонента в отдельности.

Суммарные геологические запасы в продуктивных отложениях Оренбургского НГКМ составляют 3058,3 млн. т, из них высокомолекулярных компонентов – 637,2 млн. т. Геологические запасы масел насчитывают 337,7 млн. т, перспективные ресурсы смол – 176,5 млн. т, перспективные ресурсы асфальтенов – 123,0 млн. т [7]. На основе объемной модели распределения концентраций ВМК матричной нефти была проведена оценка прогнозных ресурсов металлов в продуктивных отложениях Оренбургского НГКМ. Оценка массового содержания металлов проводилась формуле (1):

$$C_{Me} = C_{Me}^A \cdot C_A + C_{Me}^{CCB} \cdot C_{CCB} + C_{Me}^{CB} \cdot C_{CB} + C_{Me}^M \cdot C_M, \quad (1)$$

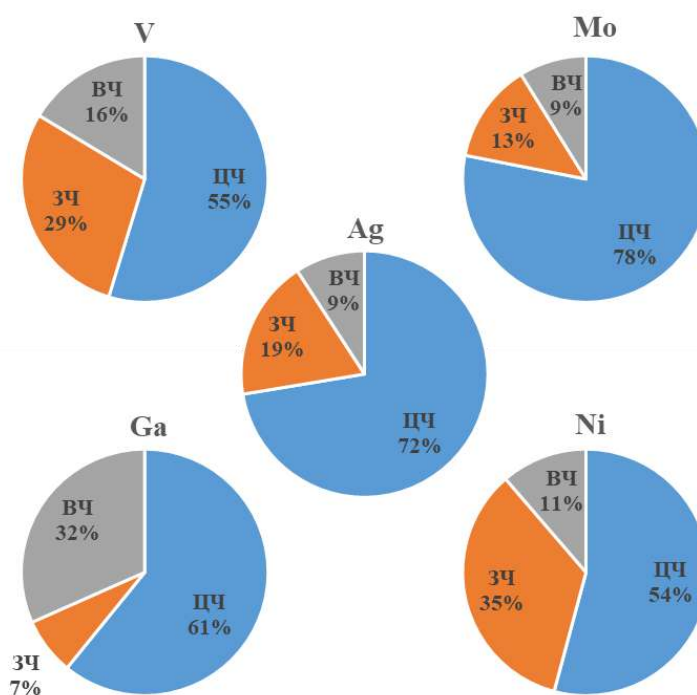
где  $C_{Me}$  - массовая концентрация металла ( $mg/m^3$  горной породы),  $C_{Me}^A$  ( $C_{Me}^{CCB}$ ,  $C_{Me}^{CB}$ ,  $C_{Me}^M$ ) - массовая концентрация металла в асфальтенах (смолах спирто-бензольных, смолах бензольных, маслах) (мкг/г или мг/кг или г/т),  $C_M$  ( $C_{CCB}$ ,  $C_{CB}$ ,  $C_M$ ) - массовая концентрация асфальтенов (смола спирто-бензольных, смола бензольных, масла,  $kg/m^3$  горной породы).

Суммарные прогнозные ресурсы ванадия V составили 152350,7 т, галлия Ga – 1115,1 т, германия Ge – 87,2 т, иттрия Y – 15,2 т, меди Cu – 3276,2 т, молибдена Mo – 3471,5 т, никеля Ni – 37132,2 т, свинца Pb – 573,3 т, серебра Ag – 504,1 т, стронция Sr – 1761,7 т, титана Ti – 2750,3 т, хрома Cr – 2222,4 т. Соотношение ресурсов цветных и благородных металлов (Cu, Ni, Pb, Ag, Ti, Cr) и редких и редкоземельных металлов (V, Ga, Ge, Y, Mo, Sr) составляет 3:10 (23 и 77 % соответственно) (рис. 2).



**Рисунок 2.** Соотношение суммарных прогнозных ресурсов цветных и благородных и редких и редкоземельных металлов, содержащихся в ВМК матричной нефти в продуктивных отложениях Оренбургского НГКМ

Наиболее перспективными металлов с точки зрения получения товарных продуктов в результате переработки матричной нефти являются ванадий, никель, галлий, молибден и серебро. Распределение ресурсов этих микроэлементов по площади месторождения показано на рис. 3.



**Рисунок 3.** Распределение ресурсов V, Ni, Ga, Mo и Ag по площади Оренбургского НГКМ (ЦЧ – центральная часть, ЗЧ – западная часть, ВЧ – восточная часть).

Ресурсы V Оренбургского НГКМ в пересчете на пятиокись ванадия составляют 543,9 тыс. т. Согласно опубликованным данным, геологические запасы пятиокиси ванадия таких крупных нефтяных месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, как Ромашкинское, Ново-Елховское и Степноозёрское составляют соответственно 103,4 тыс. т, 184,9 тыс. т и 101,5 тыс. т [8]. С этими месторождения связаны основные запасы ванадия ВУНГП [9]. Принимая во внимание значительные ресурсы и других микроэлементов,

Оренбургское НГКМ является перспективным источником полиметаллического сырья для химической промышленности.

*Работа выполнена в рамках государственного задания (тема «Системный подход к совершенствованию теории и практики нефтегазогеологического районирования, прогнозирования нефтегазоносности и формирования ресурсной базы нефтегазового комплекса России», № АААА-А17-117082360031-8).*

#### **Литература**

1. Суханов А.А., Якуцени В.П., Петрова Ю.Э. Оценка перспектив промышленного освоения металлоносного потенциала нефтей и возможные пути его осуществления // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2012. - Т. 7. - № 4. - С. 15 (дата обращения 28.01.2019).
2. Дмитриевский А.Н., Скибицкая Н.А., Зекель Л.А., Прибылов А.А., Навроцкий О.К., Краснобаева Н.В., Доманова Е.Г. Состав и свойства природных высокомолекулярных компонентов газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений // Химия твердого топлива. 2010. № 3. С. 67-77.
3. Галян Е.Н. Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение как источник полиметаллического сырья. Дис. на соиск. учен. степ. кандидата геол.-минерал. наук: 04.00.17/РГБ ОД (Химки). – Москва, 1996.
4. Скибицкая Н.А., Навроцкий О.К., Бурханова И.О., Большаков М.Н., Зекель Л.А. Содержание металлов в высокомолекулярных компонентах нефти ранней стадии нефтегенерации (на примере Оренбургского НГКМ) // Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина. - 2016. - № 2 (283). - С. 23-34.
5. Скибицкая Н.А., Навроцкий О.К., Бурханова И.О., Зекель Л.А., Большаков М.Н. Распределение микроэлементов в высокомолекулярных компонентах нефти ранних стадий нефтегенерации в газонасыщенной части продуктивных отложений западной и восточной частей Оренбургского НГКМ // Актуальные проблемы нефти и газа. - 2018. – Вып. 3 (22). <http://oilgasjournal.ru> (дата обращения 28.01.2019).
6. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Журавлев Д.З. Геохимические особенности нефти различных регионов и возможный источник металлов в ней // Доклады Академии наук. 2008. Т. 422. № 1. С. 88-92.
7. Дмитриевский А.Н., Ефимов А.Г., Гутман И.С., Скибицкая Н.А., Гафаров Н.А., Политыкина М.А., Бурханова И.О., Большаков М.Н. Матричная нефть, остаточные запасы газа Оренбургского НГКМ и перспективы их освоения // Актуальные проблемы нефти и газа. - 2018. – Вып. 4 (23). <http://oilgasjournal.ru> (дата обращения 28.01.2019).
8. Суханов А.А., Петрова Ю.Э. Ресурсная база попутных компонентов тяжёлых нефтей России // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2008. - Т. 3. - № 2. - С. 11 (дата обращения 28.01.2019).
9. Ященко И.Г. Тяжелые ванадиевоносные нефти России / Известия Томского политехнического университета. 2012. Т. 321. № 1. С. 105-111.



## ПОСТРОЕНИЕ МОДЕЛИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ С ПОМОЩЬЮ ПРОГРАММЫ "PETREL"

*Котельникова А.В. (МГРИ, kotelni-anna38@yandex.ru)*

*Вайнерман Б.П. (МГРИ, bwinerman@yandex.ru)*

### Аннотация

С помощью программы "Petrel" построена геологическая модель нефтяного месторождения в карбонатных отложениях. Выделены участки для первоочередного бурения разведочной и поисковой скважин.

### Ключевые слова

Скважина, поверхность, моделирование, водонефтяной контакт.

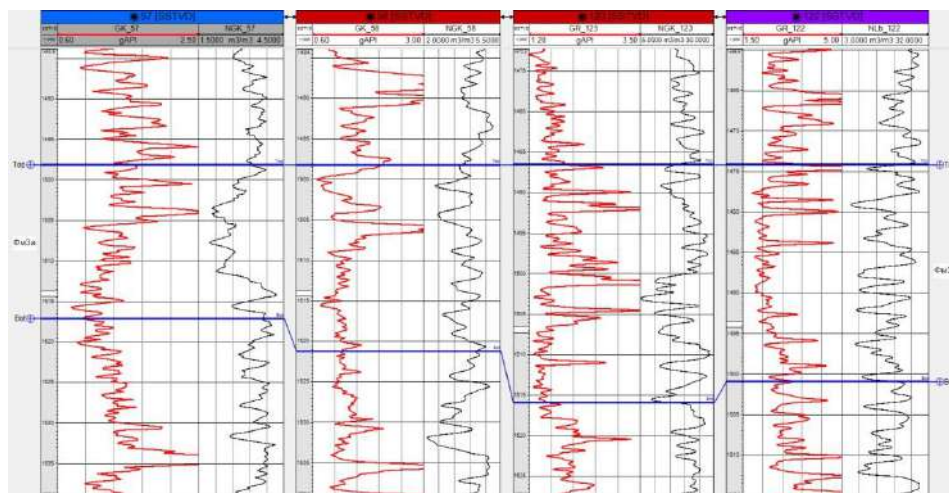
Габышовское нефтяное месторождение расположено в Октябрьском районе Пермского края, в 150 км к юго-востоку от краевого центра. Районный центр поселок Октябрьский находится в 41 км на юго-восток от месторождения

Геологический разрез месторождения вскрыт поисково-разведочными скважинами на глубину 2245м и представлен отложениями вендского комплекса, девонской, каменноугольной и пермской систем, перекрытыми четвертичными отложениями.

Предметом исследований являлся пласт Фм3а, входящий в состав фаменского яруса верхнего девона (D<sub>3</sub>fm). Эти отложения представлены известняками коричневато-серыми, неравномерно окремнелыми, местами глинистыми и битуминозными, микро- и тонкозернистыми, органогенно-детритовыми.

В настоящей работе использовались материалы сейсмических исследований, подсчета запасов, результаты испытания скважин и геофизических исследований (ГИС) в пробуренных на данной площади скважинах 57, 58, 122 и 123.

На основе данных ГИС в скв. 112 и 125 была выполнена корреляция разрезов скважин пласта Фм3а, что послужило основой для построения поверхностей по кровле и подошве пласта. (рис. 1).



**Рисунок 1.** Корреляция разрезов скв. 112 и скв. 125

По результатам анализа керна выполнена оценка критического значения пористости (нижний предел коллектора) (рис. 2).

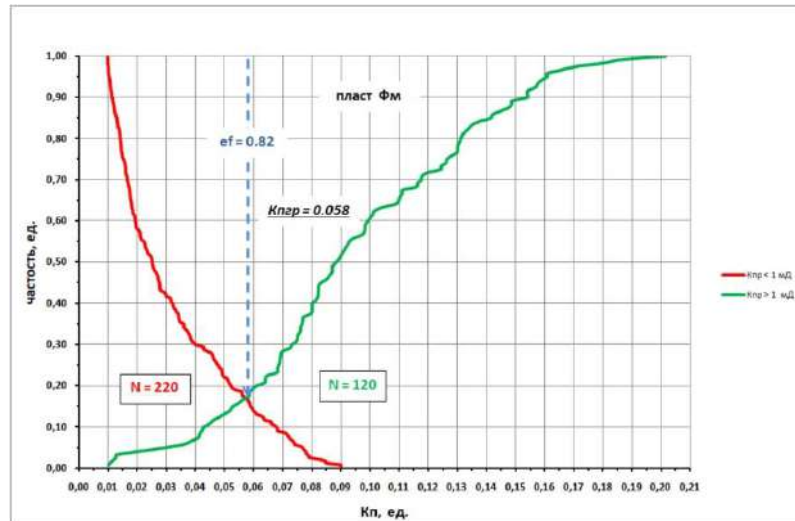


Рисунок 2. Выявление критического значения пористости (по керну)

В программе Petrel были построены поверхности по кровле и подошве коллекторов пласта Фм3а. Анализ этих поверхностей показал, что к Габышовскому месторождению примыкает ряд куполовидных поднятий, в которых могут находиться залежи нефти. В этих зонах были намечены три поисковые скважины (скв. 1, 2 и 3). В восточной части Габышовского месторождения (внутри установленного контура нефтеносности) предполагается пробурить разведочную скв. 4. Предполагаемые контуры нефтеносности в районах бурения поисковых скважин приняты по последней замкнутой изогипсе (рис. 4).

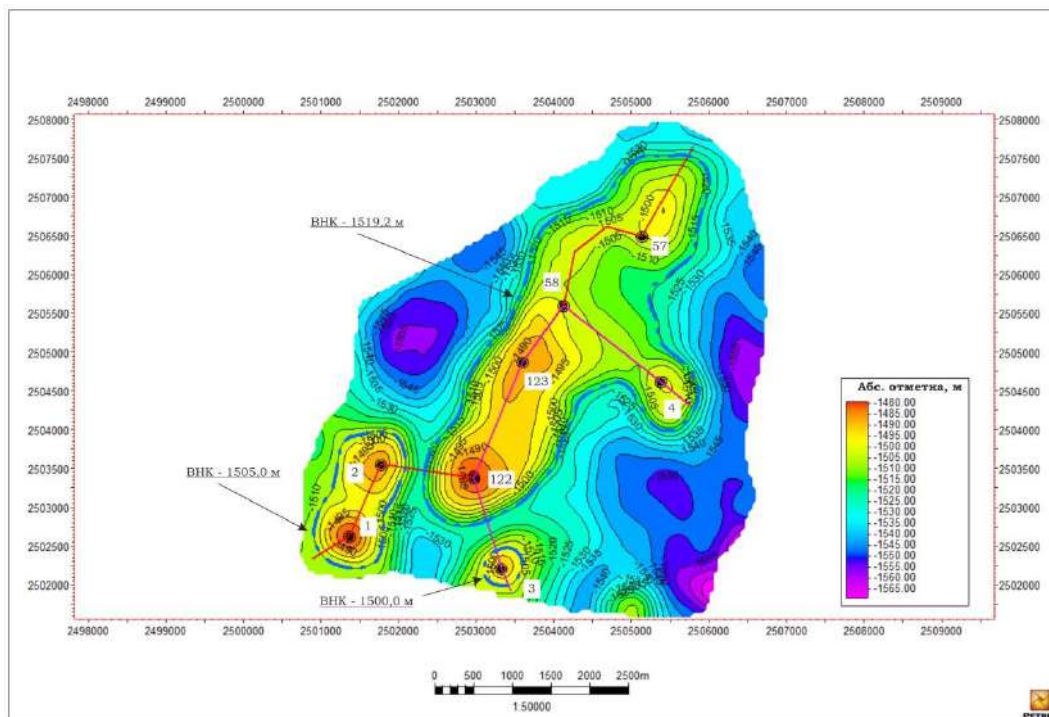


Рисунок 3. Структурная карта по кровле коллекторов пласта Фм3а

Создана 3D модель пласта Фм3а. На рис. 4 показан геологический профиль по линии скв. 1-2-122-123-58-57, на котором показана пористость коллекторов (неколлекторы – голубые)

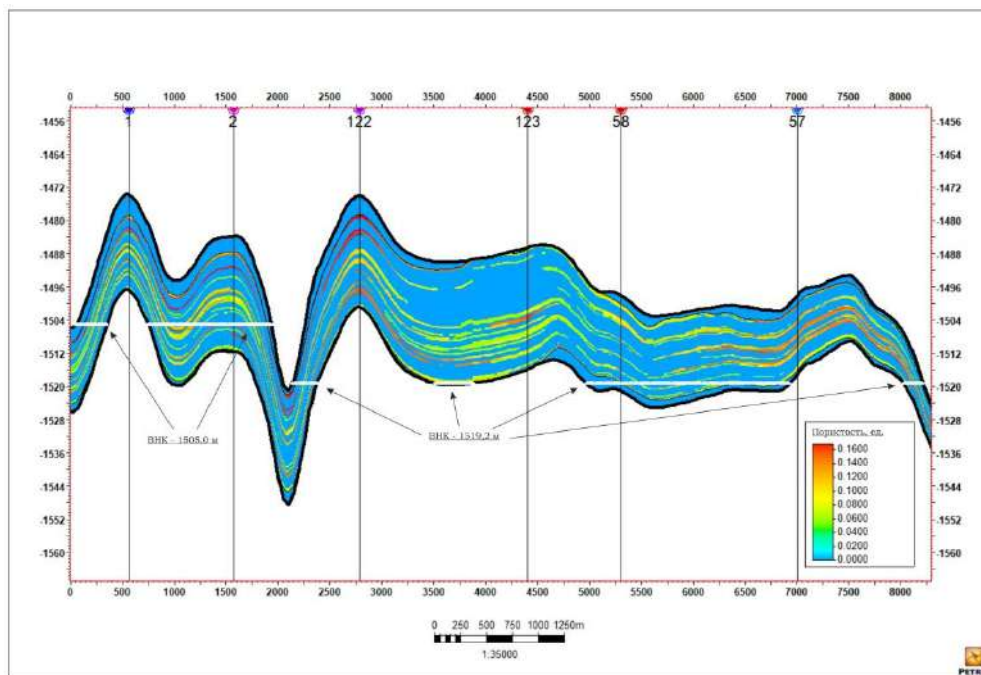


Рисунок 4. Геологический профиль по линии скв. 1-2-122-123-58-57

Построена карта эффективных нефтенасыщенных толщину пласта Фм3а (рис. 5) и карта Кпр\*Кп (рис. 6).

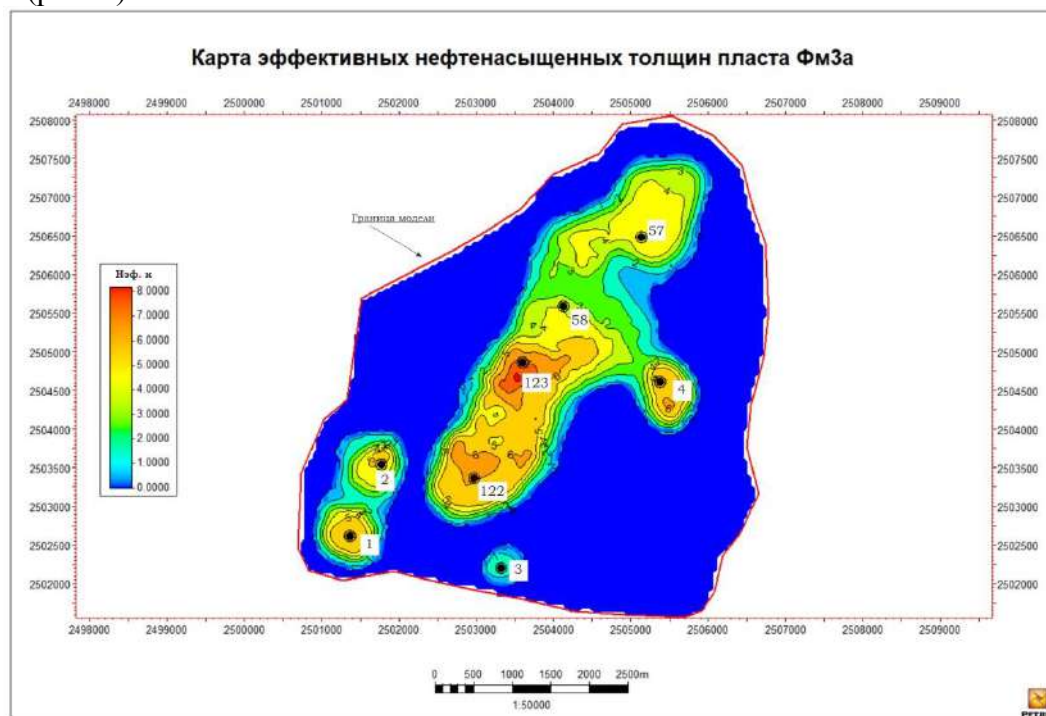
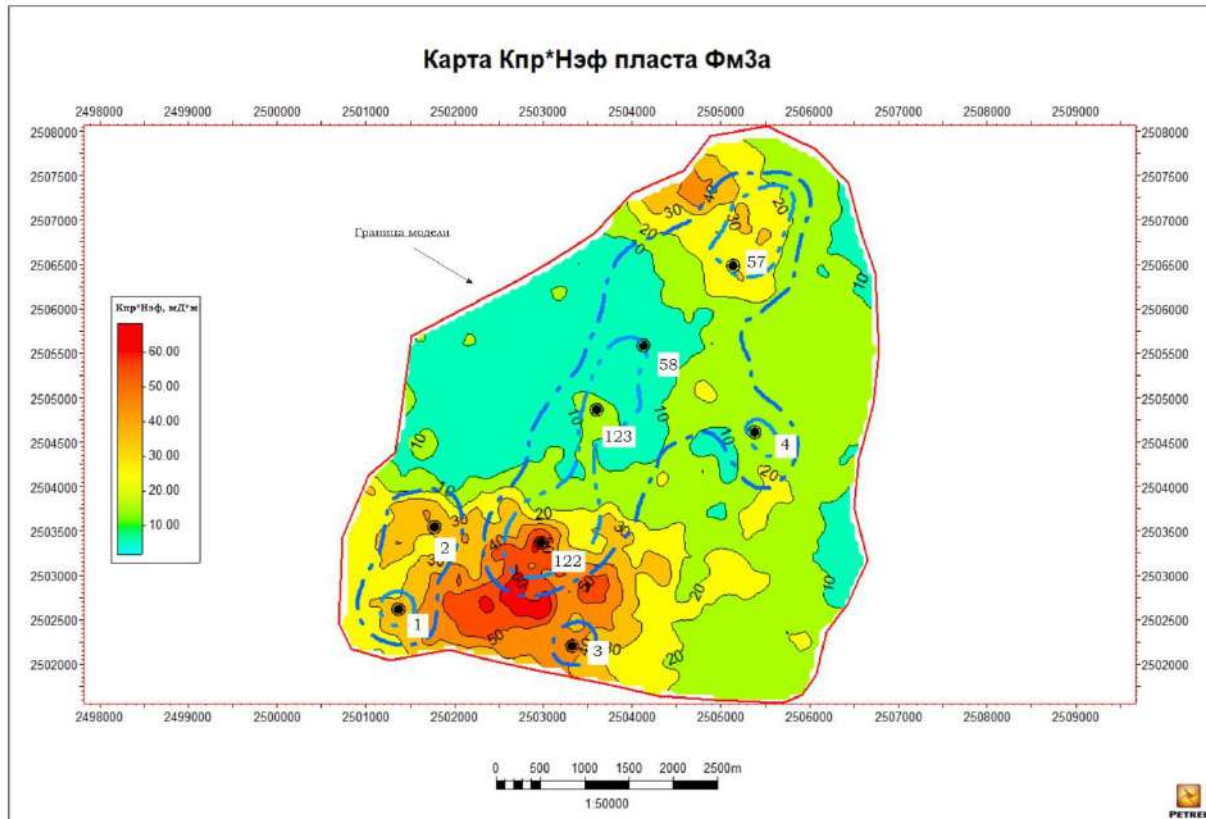


Рисунок 5. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин пласта Фм3а





*Рисунок 6. Карта произведения Кпр\*Кп пласта Фм3а*

По результатам моделирования можно прогнозировать места заложения новых скважин, а также анализировать фильтрационно-емкостные свойства коллекторов на рассматриваемой территории.

#### Литература

1. Бакиров А.А., Керимов В.Ю. и др. Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа/Под ред. Э.Ф.Бакирова и В.Ю.Керимова: Учебник для вузов в 2-х кн. – М.: ООО"Издательский дом Недра", 2012.- 416 с.
2. Закревский К.Е.Практикум по геологическому 3D моделированию. Построение тестовой модели в Petrel 2009. – М., 2010. – 110 с.



## ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ОТЛОЖЕНИЙ ПЛИОЦЕНОВОЙ ТОЛЩИ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПЛОЩАДЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГЮРГЯН-ДЕНИЗ И О. ЧИЛОВ (Южно-Каспийская впадина)

*Ганиева Р.Я.\* (Азербайджанский Государственный Университет Нефти и  
Промышленности, e-mail: qeniyevsamir89@gmail.com), Мамедова А.К. (Институт Нефти  
и Газа Национальной Академии Наук Азербайджана, email: ayselmammedova@outlook.com)*

### Аннотация

В статье различные геолого-геофизические и физические аспекты были исследованы, которые влияли на коллекторный потенциал нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений в данном районе.

Исследования показывают, что физические особенности одновозрастных и одноименных пород изменяются в результате геолого-геофизических процессов, приводя к разным результатам. Были изучены коллекторские свойства пород ПТ. Создана таблица, отражающая их физические свойства на данной площади во времени и пространстве, а также различные типы геологических особенностей пород-коллекторов и закономерность их распространения. На основании составленной таблицы был подготовлен петрофизический график, отражающий изменение пористости пород по разрезу.

**Ключевые слова:** породы, свита, пористость, глубина, скважина, плотность, петрофизика, горизонт, бурения, геофизика, нефтегазонакопления.

Изучая литолого-петрографические свойства отложений месторождения, по геолого-геофизическим материалам и коллекторские свойства образцов керна, взятых из скважин площади, можно прогнозировать нефтегазоносность глубокозалегающих слоев наряду с эксплуатируемыми.

С целью изучения геологического строения месторождения Гюргян-дениз и о. Чиллов были собраны геолого-геофизические материалы, на основании изучения которых были построены структурные карты по кровле продуктивных слоев и несколько поперечных и продольных геологических профилей.

В геологическом строении месторождения о.Чиллов принимают участие отложения от современных (четвертичных) до диатомовой свиты включительно. Последняя (караган, конк, сармат, меотис) представлена частым чередованием глин, мергелей и алевролитов.

Чиллов представляет собой брахиантиклинальную складку, вытянутую с северо-запада на юго-восток протяженностью до 10 км при ширине до 4 км, с крутыми (до 55-80°) крыльями. Она осложнена продольным надвигом. Свод складки размыт до диатомовой свиты складка осложнена надвигом, выход которого на дне моря прослеживается почти на 15 км. Вертикальная амплитуда смещения по разрезу составляет 500 м.

На северо-восточном крыле из двух скважин, вскрывших нижние части ПТ, получен приток нефти. Нефтяные залежи Гюргян-дениз тектонически-экранированного, литологически-ограниченного и комбинированного типов. Нефти залежей высокосмолистые, малопарафинистые, содержат высокооктановый бензин, лигроин и белую нефть. Сера отсутствует. Газы залежей сухие. В составе газов содержание метана достигает до 92%. В течение эксплуатации месторождения Гюргян-дениз получено 7295 тыс.т. нефти и 596,9 тыс.м<sup>3</sup> газа.

На вышеотмеченной площади для определения литолого-петрографических и коллекторских свойств, а также закономерности изменения по площади и с глубиной, были изучены карбонатность, пористость, проницаемость, плотность, гранулометрический состав и

скорости распространения продольных волн с помощью образцов, взятых из пробуренных поисково-разведочных скважин площади месторождение Гюргян-дениз и о. Чилов. Также были определены минимальные, максимальные и средние пределы физических свойств пород. Рассмотрена зависимость коллекторских свойств пород от глубины залегания и от других физических факторов. Соответственно, была составлена петрофизическая таблица и график отражающая коллекторские характеристики пород [1-3].

Вскрытая максимальная мощность ПТ в скважинах составляет 2700 м. Но, в некоторых частях месторождения глубокими разведочными скважинами, на больших глубинах, были вскрыты некоторые горизонты ПТ. Плотность глинистых пород здесь составляет 2,38-2,60 г/см<sup>3</sup>, пористость 11,8-23,9% (внекоторых случаях достигает до 25%), распространение ультразвуковых волн 2250-3200 м/сек. Плотность алевролитов составляют 2,28-2,58 г/см<sup>3</sup>, пористость варьирует между 5-28%, распространение ультразвуковых волн колеблется между 2300-3500 м/сек. Плотность песчаников составляют от 2,55 до 2,60 г/см<sup>3</sup>, пористость варьирует между 10,2-22,0%. Во всех породах распространение ультразвуковых волн, в зависимости от литологического состава, изменяется в пределах 850-2800 м/сек. Карбонатные глины ПТ подвергались изменению и их физические свойства характеризуются следующими величинами: плотность 2,22-2,39 г/см<sup>3</sup>, пористость 12,5-22,8% и распространение ультразвуковых волн 2100-3500 м/сек. Надо отметить, что карбонатность и проницаемость отложений ПТ в целом также подверглись значительному изменению.

Коллекторские свойства пород в пределах рассматриваемых глубин претерпевают незначительные изменения, что дает основание прогнозировать наличие коллекторов на этих глубинах. Но в некоторых случаях в связи с петрофизическими изменениями нарушаются некоторые закономерности [4,5].

Нами были изучены также пределы изменения пористости и карбонатности по некоторым площадям Апшеронском архипелаге на основе петрофизических свойств пород. Зависимость физических свойств пород по глубинам были изучены по гипсометрическим и стратиграфическим принадлежностям. Учитывая связь между коллекторскими свойствами и изменением литолого-гранулометрических характеристик пород, была проведена корреляция разрезов. На исследуемой территории вдоль различных антиклинальных структур была изучена зависимость между петрографическими параметрами.

Изменение пористости происходит скачкообразно, также, как и карбонатности. В некоторых случаях пористость составляет более 20%. Максимальный перепад пористости на Гюргян-дениз составляет 15,7%, а на о. Чилов 18,0% [6].

Таким образом, на трех площадях Апшеронском архипелаге были детально исследованы петрофизические свойства коллекторов ПТ, определены основные их параметры и изменение их значений с глубиной. Следует отметить, что проведенный анализ изменения пористости, проницаемости, карбонатности и гранулометрического состава пород возможно аппроксимировать на соседние площади.

Итак, анализ литолого-петрографических свойств отложений рассмотренных площадей и коллекторские свойства образцов пород, представленных керновым материалом с различных площадей, дает возможность прогнозировать нефтегазоносность отложений.

#### **Выводы:**

Согласно результатам работ, проведенным в пределах исследуемой территории отложения ПТ литологически представлены песками, песчаниками и чередованием алевритов с прослойками глин. В южной и восточной частях региона карбонатность пород претерпевает некоторые изменения. В центральной части региона изменение пористости и карбонатности происходит скачкообразно.

Установлено, что изменение петрофизических значений в широком диапазоне связано с литологическими неоднородностями, разнообразием глубин залегания пород и тектоническими условиями в регионе.

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.

Чтобы прогнозировать нефтегазоносность более глубоких слоев структуры использованы оптимальные геофизические методы. Использование метода фильтрационно-емкостных свойства пород считается целесообразным.

### Литература

1. Али-заде А.А., Ахмедов Г.А., Ахмедов А.М., Алиев А.К., Зейналов М.М. – Геология нефтяных и газовых месторождений Азербайджана. // Изд.: Недра, 1966. – с. 390.
2. Юсифзаде Х.Б. Применение современных технологий в области разведки и добычи нефтегазовых месторождений в Азербайджане. / *Azərbaycan Neft Təsərrüfatı*. 2013, № 7- 8 səh. 3-13.
3. Гурбанов В.Ш., Султанов Л.А., Аббасова Г.Г. «Литолого-петрографические и коллекторские свойства мезокайнозойских отложений Прикаспийско-Губинского нефтегазоносного района». Геофизические новости Азербайджана. №3-4, 2014 г., стр. 10-13.
4. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых. / Под ред. Н. Б. Дортман. – М.: Недра, 1976. – с. 527.
5. “Составление каталога коллекторских свойств Мезокайнозойских отложений месторождений нефти-газа и перспективных структур Азербайджана” – отчет Научно-Исследовательского Института Геофизики – 105-2009. Фонды Управления Геофизики и Геологии. Баку – 2010.
6. Мехтиев У.Ш., Хеиров М.Б. / Литолого-петрографические особенности и коллекторские свойства пород калинской и подкирмакинской свит Апшеронской нефтегазоносной области Азербайджана./ Баку-2007, 1-ый ч. стр. 238.

## ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ КОЛЛЕКТОРОВ АБШЕРОНСКОГО И БАКИНСКОГО АРХИПЕЛАГОВ

*Гасанов А.Б.\* (Азербайджанский Государственный Университет Нефти и  
Промышленности, e-mail: adalathasanov@yahoo.com),  
Султанов Л.А. (Азербайджанский Государственный Университет Нефти и  
Промышленности, e-mail: latif.sultan@mail.ru)*

### Аннотация

В статье анализированы результаты комплексных петрофизических исследований образцов пород, нижнего плиоцена из скважин нефтяных месторождений Нефт Дашлары и Сангачалы-Дуванний-дениз. По всему разрезу продуктивной толщи (ПТ- N<sup>1</sup><sub>2</sub>) скоррелированы средние значения гранулометрического состава, коллекторских свойств и других петрофизических характеристик пород. Исследования показывают, что физические свойства одновозрастных и одноименных пород значительно изменяются в результате геолого-физических процессов. Преимущественно изучались коллекторские свойства пород Продуктивной Толщи (ПТ). Итоги исследований по соответствующим площадям представлены в табличной форме и отражают вариацию физических свойств различных типов пород-коллекторов во времени и пространстве и закономерности их изменения по разрезу ПТ.

**Ключевые слова:** горные породы, свита, пористость, глубина, скважина, плотность, петрофизика, горизонт, бурение скважин, геофизика, нефтегазонакопление.

В связи с изучением нефтегазоносности глубокозалегающих толщ осадочного чехла Южно-Каспийской впадины (ЮКВ) в Азербайджане в значительном объеме были проведены геологоразведочные и геофизические работы. Были подготовлены научные критерии, которые могут послужить основанием для будущих геологических исследований. Было отмечено, что основные залежи нефти и газа в регионе связаны с Южно-Каспийской и Куринской впадинами, которые подвергались интенсивному погружению в течение мезо-кайнозойского времени. Несмотря на высокую перспективность центральной части ЮКВ, ее глубокозалегающих толщ, проблемы связанные с извлечением из них нефти и газа еще не разрешены окончательно.

В настоящее время интенсивно проводится освоение недр на глубинах свыше 4-4,5 км, т.к. на малых и умеренных глубинах большинство залежей нефти и газа уже разведаны даже в труднодоступных районах. Обычно на практике скважины глубиной более 4 км называют глубокими, а более 6 км - сверхглубокими. При этом, помимо чисто технических сложностей, проходка таких скважин сопряжена с серьезными экономическими проблемами. Так, стоимость глубоких, а тем более сверхглубоких скважин достаточно высока и варьирует от 2-3 до 9-12 млн. долл. Этот факт обуславливает необходимость повышения эффективности работ, что требует высокую степень геологического обоснования перспективности месторождения и выбора места заложения скважины.

С этой целью нами был проанализирован большой материал по результатам исследований геолого-геофизических характеристик пород, определяющих коллекторский потенциал отложений и содержание в них нефтяных, газовых и газоконденсатных скоплений мезокайнозойского возраста. Исследованиями были охвачены крупнейшие месторождения Азербайджана *Нефт Дашлары* и *Сангачалы-Дуванний-дениз*.

Важнейшими признаками степени продуктивности нефтегазовых коллекторов и месторождения в целом является информация о коллекторских и экранирующих свойствах пород, составляющих геологический разрез. В частности, общий потенциал нефтегазоносности пород зависит от таких петрофизических характеристик, как карбонатность, пористость, проницаемость, плотность, гранулометрический состав и упругие



свойства (скорости распространения продольных волн в среде). В процессе исследований также были определены средние значения физических характеристик, зависимость коллекторских свойств от глубины залегания и взаимосвязи физических параметров.

Один из объектов исследования - месторождение Нефт Дашлары находится в пределах Абшеронского архипелага и расположено в приосевой зоне Абшероно-Прибалханского структурного мегаседла и ориентировано в общекавказском направлении. Складка осложнена двумя продольными и большим числом поперечных разломами.

Продольные разломы образуют здесь широкую зону дизъюнктивных дислокаций сложенной сильно перемятыми брекчиевидными отложениями олигоцен-миоценового возраста. В юго-восточной части складки, на пересечении продольных и поперечных разрывных нарушений расположен грязевой вулкан. Здесь на дне моря имеются многочисленные грифоны, непрерывно выделяющие нефть и газ.

Месторождение Нефт Дашлары характеризуется пластовым, литологическим и тектоническим типами нефтеносных ловушек.

Плотность глинистых пород здесь составляет 2,20 - 2,48 г/см<sup>3</sup>, 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/см<sup>3</sup>, пористость варьирует между 15 - 28 %, скорость ультразвуковых волн колеблется между 1300 - 2200 м/сек. Плотность песчаников составляют от 2,00 до 2,50 г/см<sup>3</sup>, пористость варьирует между 7,2 - 22,0 %. Во всех породах распространение ультразвуковых волн, в зависимости от литологического состава, изменяется в пределах 850 - 2 800 м/сек. У карбонатных глин ПТ плотность составляет 2,02 - 2,59 г/см<sup>3</sup>, пористость 8,5-30 %, скорость ультразвуковых волн 2100 - 3500 м/сек.

Гранулометрический отложения ПТ площади Нефт Дашлары в основном представлены алевроитовой фацией, т. е. с размерами частиц от 0,1 до 0,01 мм. Это свидетельствует о превалировании в разрезе алевроитов над другими фациями.

Чтобы выяснить характер изменения коллекторских свойств отложений, ПТ с глубиной, были обозначены пределы изменений физических параметров. В частности, карбонатность пород изменяется от 5,27 до 24,6 %, а проницаемость от 1,3 до  $214,9 \times 10^{15} \text{ м}^2 \text{ мкм}^2$  при значениях пористости 9,02 - 21,4 %.

Согласно обобщенным данным можно предположить, что изменения физических характеристик пород ПТ площади Нефт Дашлары связаны с количественной выраженностью литологических разностей, разнообразием пород, их минералогическим составом и тектоническими условиями формирования.

Таким образом, на трех площадях Абшеронского архипелага изучение петрофизических характеристик коллекторов ПТ, позволило определить основные их параметры и изменение их значений с глубиной.

Полученные закономерности в вариациях петрофизических характеристик коллекторов можно опробовать и на соседних площадях при наличии их палеогеографической общности и структурно-тектонических условий формирования. Однако в любом случае, анализ литолого-петрографических свойств отложений рассмотренных площадей и значения коллекторских свойств образцов кернов позволяют прогнозировать нефтегазоносность отложений.

В пределах Бакинского архипелага нами были рассмотрены петрофизические характеристики пород слагающих его северные структуры Сангачал-дениз, Дуваны-дениз и Булла-дениз, где достаточно хорошо развиты отложения ПТ.

Здесь полная мощность ПТ (3950-4000 м) была вскрыта на площади Сангачал-дениз и на северо-восточной части других площадей. На своде и в присводовых частях локальных поднятий Сангачал-дениз и Дуваны-дениз мощность ПТ составляет 2960-3600 м.

Поднятие Сангачал-дениз в тектоническом отношении представляет собой асимметричную брахи-складку отделенную длинной, но неглубокой седловиной от

расположенного северо-западнее Кянизадагского поднятия. По отложениям ПТ на юго-востоке периклиналь складки выражена в рельефе неглубокой и короткой седловиной, отделяющей ее от поднятия Дуваны.

Породы слагающие месторождения Сангачал-дениз и Дуваны-дениз изучены глубоким бурением от современных отложений, до мезозоя включительно. ПТ обнажается в северной части поднятия, в приосевой части она размыта на глубину до 750-800 м. Литологический разрез пород представлен в основном чередованием песков, песчаников и глин. Максимальная толщина отложений продуктивной толщи выявленной пробуренными скважинами составляет 3950-4000 м, а минимальная мощность 3000м.

В геологическом строении площади участвуют отложения ПТ, акчагыльского, апшеронского ярусов и четвертичные образования. ПТ здесь вскрыта до верхов кирмакинской свиты. ПТ в основном представлена глинами, песчаниками и алевролитами. Плотность глинистых пород составляет 1,95 - 2,20 г/см<sup>3</sup>, пористость 7,5 - 25,5 %, а скорость ультразвуковых волн колеблется между 1950 - 2300 м/сек. В отличие от глин, плотность песчаников составляет 2,15-2,50 г/см<sup>3</sup>, а распространение ультразвуковых волн в них определяется скоростью 1200 - 3000 м/сек. Плотность алевролитов составляет 2,06 - 2,56 г/см<sup>3</sup>, пористость 5,5 - 30 %, а скорость ультразвуковых волн колеблется между 1950 - 2800 м/сек.

Установленное по керновым материалам значение проницаемости относительно невелико. Для определения изменения зависимости этого параметра от пористости была оценена корреляционная взаимозависимость. Однако, эта зависимость имеет несколько условный характер. Известно, что любая проницаемая порода обладает пористостью, однако далеко не каждая порода, обладающая пористостью, может быть проницаемой.

Из вышеприведенного анализа следует, что в рассмотренных гранулярных резервуарах исследуемой территории пористость и в особенности проницаемость пород контролируются в основном количественным содержанием псаммито-алевритовой и, в особенности, псаммитовой фациями. Такая зависимость коллекторских свойств пород свидетельствует о незначительном развитии или полном отсутствии в них вторичной пористости связанной с трещиноватостью, кавернозностью и т. д. В свою очередь, низкая карбонатность исключает вероятность процесса выщелачивания, который способствует возрастанию коллекторских характеристик в основном у карбонатных пород. Об отсутствии этого процесса в рассматриваемых породах свидетельствует не только их низкая карбонатность, но также их низкие коллекторские свойства.

В связи с прямой зависимостью между изменением плотности пород и скоростью прохождения ультразвуковых волн, они хорошо коррелируются между собой. Однако, между литофациальными, коллекторскими и исследованными физическими параметрами пород, в рассматриваемом случае более или менее ясно выраженной зависимости не наблюдается.

Из вышеизложенного следует, что, с целью уточнения нефтегазоносности отдельных структур Бакинского архипелага, необходимо проведение дополнительных геолого-геофизических работ (гравимагнитометрической, электрометрической, сейсмической разведки и петрофизических исследований) с последующим заложением глубоких поисково-разведочных скважин.

Эти работы позволят более эффективно изучить коллекторские свойства глубокопогруженных нефтегазовоносных толщ и структурно-тектоническое строение рассмотренных площадей.

#### Литературы

1. Али-заде А.А., Ахмедов Г.А., Ахмедов А.М., Алиев А.К., Зейналов М.М. – Геология нефтяных и газовых месторождений Азербайджана. // Изд.: Недра, 1966. – 390 с.

2. Юсифзаде Х.Б. Применение современных технологий в области разведки и добычи нефтегазовых месторождений в Азербайджане. /2013, Журнал АНХ, № 7- 8 стр. 3-13.

3. Гурбанов В.Ш., Султанов Л.А., Самед-заде А.А., и др. Геологическое строение месторождения Нефть Дашлары и анализ закономерных изменений коллекторских свойств пород продуктивной толщи зависимости от глубины - (Республика Казахстан – Горно-геологический журнал).2016. №3-4 (47-48), стр.23-30.

4. “Составление каталога коллекторских свойств Мезокайнозойских отложений месторождений нефти-газа и перспективных структур Азербайджана” – отчет Научно-Исследовательского Института Геофизики – 105-2009. Фонды Управления Геофизики и Геологии. Баку – 2010.

5. Мехтиев У.Ш., Хеиров М.Б. / Литолого-петрографические особенности и коллекторские свойства пород калинской и подкирмакинской свит Апшеронской нефтегазоносной области Азербайджана./ Баку-2007, 1-ый ч. стр. 238.

6. Кочарли Ш.С. // Проблемы вопросы нефтегазовой геологии Азербайджана.// Баку-2015, стр. 278.

7. Гурбанов В.Ш., Султанов Л.А., Валиев С.А., и др. //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. 5–15.

8. Гасанов А.Б., Кязимов Р.Р., Мамедова Д.Н., Муталлимова О.М. - Вариации пластового давления и фильтрационно-емкостные свойства коллекторов глубокозалегающих месторождений Южного-Каспия.Научно-Практическая конференция «Геология, геодинамика и геоэкология Кавказа: прошлое, настоящее и будущее», Махачкала 2016

9. Гурбанов В.Ш., Султанов Л.А. О нефтегазоносности мезозойских отложений Азербайджана. // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2015. № 16. С. 7-13.

10. Султанов Л.А., Гасанов А.Б., Мухтарова Х.З. и др. О продуктивности углеводородосодержащих коллекторов месторождений Бакинского архипелага (Сангачалы-дениз, Дуванны-дениз, Булла-дениз) -Журнал Engineering Studies, Issue 3 (2), Volume 9. Taylor & Francis, 2017. –Pages 606-648. The edition materials are posted in Scopus and Web of Science.

11. Hasanov A.B., Melikov Kh.F. - 3D model of productive layers according to data geophysics and petrophysics. Materials of international workshop - The influence of recent geodynamics on the physic-mechanical state of the geological environment of the sedimentary cover. March 01-07.2010, Baku, Azerbaijan, p.101-108.

## ПЕРСПЕКТИВНОСТЬ ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПЛОЩАДЕЙ ПРИКАСПИЙСКО-ГУБИНСКОМ РАЙОНЕ

*Гурбанов В.Ш.\* (Институт нефти и газа Национальной Академии Наук Азербайджана e-mail: vagifqurbanov@mail.ru), Аббасова Г.Г.(Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности, e-mail: qizqayit\_abbasova@yahoo.com)*

### Аннотация

Известно, что данный седименталиенный бассейн в основном погружался в мезокайнозойское время. Вследствие этого исследователи не сомневаются в перспективности этих отложений в центральной части исследуемой территории и на больших глубинах, но количественное решение проблемы остается открытой. В целях решения данной проблемы нами были изучены коллекторские свойства пород рассматриваемых возрастов, нефтегазоносных структур площадей Прикаспийско-Губинском нефтегазоносном районе, в различных геологических условиях и на разных глубинах. Для удобства анализа все фактические данные сведены в таблицы отражающие физические параметры различных типов пород, принимающих участие в геологическом строении нефтегазоносных площадей. С целью уточнения полученных результатов и изучения характера изменения рассматриваемых физических свойств, были применены различные петрофизические методы. В результате была установлена закономерность в изменении плотности пород их карбонатности пористости, проницаемости и скорости распространения в них ультразвуковых волн

**Ключевые слова:** физические свойства, плотность, скорость продольных волн, графоаналитический метод, глина, известняк.

Прикаспийско-Губинский нефтегазоносный район расположен в северо-восточной части Азербайджанской республики и охватывает большую прибрежную часть Каспийского моря. Относится к северному склону юго-восточного погружения мегантиклинория Большого Кавказа в составе Гусар-Шабранского синклинория.

В район имеющая сложное геологическое строение, по характеру нефтегазонасыщения, структурно-тектоническим и геологическим особенностям, делится на несколько зон. Так, горная зона моноклинали представлена верхнемеловыми, палеоген-миоценовые, а равнинная - плиоценовыми отложениями. Коллекторские свойства всех отложений изучены достаточно детально.

В основными перспективными объектами Сиязанской моноклинали являются меловые и палеоцен-миоценовые отложения. Изменение коллекторских свойств пород по данным в глубоких и мелких скважин показывает, что значения пористости и проницаемости в отдельных тектонических блоках, а также другие особенности существенно отличаются друг от друга. Наблюдается сохранение коллекторских свойств пород в относительно глубоких частях разреза. При этом на некоторых площадях коллекторские свойства пород улучшаются со стратиграфической глубиной.

Наибольшая глубина залегания отложений сумгаитской свиты, вскрытых скважинами на площади Зейва, составляет 820-2415м. Здесь в глинистых породах плотность составляет 1,90-1,95г/см<sup>3</sup>, пористость 20-25% (в некоторых случаях достигает до 30%), скорость распространения ультразвуковых волн 1200-1300 м/сек. Плотность алевролитов майкопского возраста изменяется в пределах 2,56-2,65 г/см<sup>3</sup>, пористость 15-30%, а скорость распространения ультразвуковых волн 2000-2500 м/сек.



Плотность песчаников составляет 2,07-2,55 г/см<sup>3</sup>, а пористость 8,2-22,5%. Скорость распространения ультразвуковых волн в песчаниках, так же как и в других породах в зависимости от их литологического состава, меняется в пределах 950-4000 м/сек.

Породы палеогенового возраста, участвующие в геологическом строении моноклинали, в связи с метаморфическими изменениями имеют следующие физические свойства: плотность 2,05-2,65 г/см<sup>3</sup>, пористость 8,5-30%, скорость распространения ультразвуковых волн 2100-4000 м/сек.

Таким образом, с целью изучения физических характеристик пород мел, палеоцен-миоценового возрастов с глубиной и по площадям Сиязанской моноклинали на основании отобранных из скважин образцов был осуществлен сравнительный анализ всех параметров.

Говоря о структурно-тектонических особенностях Юго-Восточного погружения Большого Кавказа, наряду с локальными поднятиями общекавказского простираения в некоторых случаях имеют развитие структуры и антикавказского простираения. Основные структуры Прикаспийско-Губинского нефтегазоносного района Ялама, Худат и Агзыбирчалинское поднятия отделяются от Гусарской структуры и Талаби-Гайнарджинской антиклинальной зоны широкой синклиналию. В состоящей из двух частей впадине с северо-запада на юго-восток мощность палеогеновых отложений увеличивается от 1000 до 1500 метров. Впадина, расширяясь в юго-восточном направлении, продолжается в акватории Каспийского моря. Мощность палеогеновых отложений на поднятиях Ялама и Худат изменяется от 100 до 370 м. Несмотря на то, что структура Худат замыкается 200 м-ой палеоизогипсой, на участке Ялама наличие замкнутой структуры не наблюдается [1-5].

О высокой перспективности верхнемеловых, палеоцен, эоцен, олигоцен-миоценовых отложений в центральной части исследуемой территории и в целом в глубокозалегающих толщах этих площадей нет сомнений, но количественное выражение данной проблемы пока не нашло своего решения. В пределах рассматриваемых площадей мезозойские отложения полностью вскрыты бурением (2600-3700 м).

Следует отметить что плотность, гранулометрический состав, карбонатность, скорость распространения ультразвуковых волн, магнитная восприимчивость, пористость, проницаемость пород отобранных из глубоких разведочных скважин пробуренных на поднятиях Ялама и Худат были исследованы современными методами.

В пределах рассматриваемых площадей карбонатность, коллекторские свойства, плотность и скорость распространения сейсмических волн были изучены от нижнего плиоцена (продуктивная толща- ПТ) до юрских отложений включительно.

Отложения ПТ залегают на глубинных 955-1235м. они представлены в основном глинистыми песчаниками с низкой карбонатностью (11,6%). При пористости 20,2% проницаемость составляет 1837 x 10<sup>-15</sup> м<sup>2</sup>, а плотность 2,1-2,5 г/см<sup>3</sup>. Средняя скорость распространения ультразвуковых волн в этих отложения составляет 2800 м/сек.

Сарматские отложения вскрыты в интервале глубин 1236-1460м. Они представлены чередованием песчаников, аргиллитов и глин с карбонатностью более 15%, пористостью до 20%, проницаемостью более 25 x 10<sup>-15</sup> м<sup>2</sup> при плотности пород 2,15-2,57 г/см<sup>3</sup>. Скорость распространения ультразвуковых волн составляет 2000 м/сек.

Уменьшение скорости распространения ультразвуковых волн в сарматских отложениях при почти одинаковой плотности с отложениями ПТ может быть связано с повышенной глинистостью разреза.

Отложения караганского яруса залегают на глубинах 1462-1864м и представлены глинами карбонатностью более 14%, пористостью более 20% при проницаемости 730,5 x 10<sup>-15</sup> м<sup>2</sup> и плотностью 2,11-2,67 г/см<sup>3</sup>. Скорость ультразвуковых волн составляет 1900 м/сек. В данном случае уменьшение скорости ультразвуковых волн возможно связано со слабой цементацией песчаников.

Чокракский горизонт на исследуемых площадях вскрыт на глубинах 1870-2080 м и представлен глинами плотностью 2,08-2,68 г/см<sup>3</sup>, с карбонатностью в 38% при пористости более 21,7% и проницаемостью  $9,2 \times 10^{-15}$  м<sup>2</sup>. Скорость ультразвуковых волн составляет 1750 м/сек. Как следует из приведенных данных в чокракском горизонте наиболее четко проявляется обратная зависимость между карбонатностью разреза и скоростью ультразвуковых волн как и в предыдущих стратиграфических интервалах, т. е. повышение карбонатности способствует снижению скорости ультразвуковых волн.

Майкопская серия в районе исследований вскрыта в интервале глубин 2080-2585 м. литологически сложена чередованием глин и песчаников с карбонатностью достигающей более 76,3% при пористости 15,7% и полном отсутствии проницаемости с относительно высокой плотностью (2,29-2,72 г/см<sup>3</sup>) и повышенной скоростью ультразвуковых волн (2500 м/сек).

На рассматриваемых площадях мезозойский разрез начинается с маастрихтского яруса выявленного в интервале глубин 2596-2598 м и выраженного глинистым известняком плотностью 2,63-2,72 г/см<sup>3</sup>, карбонатностью более 32,8% при пористости

5,0% и с полным отсутствием проницаемости. Скорость ультразвуковых волн резко повышается до 4700 м/сек. Очевидно, глинизация известняка и высокое уплотнение привели к исчезновению проницаемости и повышению скорости ультразвуковых волн.

Коньякский ярус залегает на глубинах 2610-2633 м, представлен глинистыми известняками с карбонатностью более 66% при пористости более 5% и проницаемости до  $0,01 \times 10^{-15}$  м<sup>2</sup>. Плотность пород составляет более 2,6 г/см<sup>3</sup>, скорость ультразвуковых волн как у предыдущих такого же состава пород составляет 4700 м/сек.

Туронские отложения вскрытые на глубинах 2633-2735 м выражены мергелями и глинистыми известняками карбонатностью более 84%, пористостью более 4% и проницаемостью  $1,45 \times 10^{-15}$  м<sup>2</sup>. Плотность этих пород составляет 2,60-2,67 г/см<sup>3</sup>, а скорость ультразвуковых волн несколько ниже чем в породах коньякского яруса и составляет 4350 м/сек. Можно полагать, что падение скорости ультразвуковых волн связано с многократным повышением пористости в туронских отложениях.

Альбский ярус в пределах исследуемых площадей вскрыт на глубинах 3061-3074 м и представлен песчаниками карбонатностью 22%, пористостью более 7% и с отсутствием проницаемости. Плотность альбских песчаников составляет 2,62-2,75. Скорость продольных волн в этих породах возрастает до 4500 м/сек. Очевидно первопричиной возрастания скорости ультразвуковых волн в альбских песчаниках является их относительно высокая плотность и низкая пористость.

Аптские отложения вскрыты в интервале 3074-3229 м и сложены глинистыми известняками и аргиллитами карбонатностью более 23% отсутствием проницаемости. Плотность этих пород составляет  $2,48 \times 2,63$ .

Скорость ультразвуковых волн в этих породах падает до 3850 м/сек, что очевидно связано со снижением плотности и повышением пористости пород.

Барремский ярус выраженный песчаникам вскрыт в интервале глубин 3605-3696 м. Карбонатность пород составляет около 4% при пористости до 11%, проницаемости  $0,45 \times 10^{-15}$  м<sup>2</sup> и плотности 2,50-2,62 г/см<sup>3</sup>. Скорость ультразвуковых волн составляет 3000 м/сек. Существенно понижение скорости ультразвуковых волн относительно их скорости в аптских отложениях при почти одинаковой их плотности и незначительной разнице других параметров может быть связано с резким падением карбонатности в песчаниках барремского яруса.

Юрские отложения в пределах исследуемых площадей были вскрыты на глубинах 3441-3608 м. Литологически они представлены преимущественно алевролитами и песчаниками карбонатностью около 56%, которая многократно выше чем у барремских песчаников.

Пористость юрских отложений хоть и на 0,65% выше чем у барремских, они непроницаемы при плотности 2,53-2,62г/см<sup>3</sup>, т.е. такой же как у барремских песчаников. Однако скорость ультразвуковых волн в юрских породах на 450 м/сек выше чем в барремском разрезе [6-8].

Проведенные исследования позволили сделать следующие выводы:

1. Изменение в широком диапазоне коллекторских свойств пород по площади связано в основном с условиями литогенеза, с неоднородностью литологического состава осадочных комплексов, с глубинами залегания пород, а также с особенностью развития локальных поднятий.

2. Результаты петрофизических исследований позволили установить увеличение скорости распространения ультразвуковых волн с возрастанием плотности пород и понижением с глубиной их коллекторских свойств.

3. Скорость распространения ультразвуковых волн возрастает в известняках и реже в породах с повышенной карбонатностью, а также с некоторыми отклонениями со стратиграфической глубиной.

4. При прогнозировании нефтегазоносности в глубокозалегающих толщах рассматриваемой территории, наряду с разведочно-геофизическими методами, целесообразно использовать также результаты изменения фильтрационно-объемных характеристик пород выявленных петрофизическими исследованиями, а также характер изменения скорости распространения ультразвуковых волн с глубиной.

### Литература

1. Юсифзаде Х.Б. Применение современных технологий в области разведки и добычи нефтегазовых месторождений в Азербайджане. / . 2013, Журнал АНХ, № 7- 8 стр. 3-13.

2. Керимов К.М., Рахманов Р.Р., Хеиров М.Б. «Нефтегазоносность Южно- Каспийской мегавпадины». Баку. 2001, 317с.

3. Али-заде А.А., Ахмедов Г.А., Ахмедов А.М., Алиев А.К., Зейналов М.М. – Геология нефтяных и газовых месторождений Азербайджана. // Изд.: Недра, 1966. – 390 с.

4. Али-Заде А.А., Салаев С.Г., Алиев А.И. «Научная оценка перспектив нефтегазоносности Азербайджана и Южного Каспия и направление поисково- разведочных работ». Баку: Элм, 1985. 227с.

5. Халифазаде Ч.М., Магомедов А.М. Среднеюрские отложения восточной части Большого Кавказа. М.: Наука, 1982, с. 271

6. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых. / Под ред. Н. Б. Дортман. –М.: Недра, 1976. – 527с.

7. Гурбанов В.Ш., Султанов Л.А., Аббасова Г.Г. «Литолого-петрографические и коллекторские свойства мезокайнозойских отложений Прикаспийско-Губинского нефтегазоносного района». Геофизические новости Азербайджана. №3-4, 2014 г., стр. 10-13.

8. Гурбанов В.Ш., Нариманов Н.Р., Султанов Л.А., и др. О литолого-петрофизических свойствах мезокайнозойских отложений Сиязанской моноклинали и Ялама-Худатской антиклинали. – г.Перимь, Россия. Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело, №20, 2016, стр.205-219.

## ГЕОЛОГО- ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПОРОД НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ АЗЕРБАЙДЖАНА

*Гурбанов В.Ш.\* (Институт нефти и газа Национальной Академии Наук Азербайджана e-mail: vagifqurbanov@mail.ru), Султанов Л.А. (Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности, e-mail: latif.sultan@mail.ru), Бабаев М.С. (Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности, e-mail: m.s.babayev@mail.ru)*

### Аннотация

В связи с изучением перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих отложений в последние годы в Азербайджане в значительном объеме проводились геолого-поисковые и геофизические работы. На основании результатов этих работ выработаны критерии, которые являются основой для проведения дальнейших исследований. Отмечено, что данный седиментальный бассейн в основном погружался в мезокайнозойское время. Вследствие этого исследователи не сомневаются, что эти отложения высокоперспективные в центральной части исследуемой территории и на больших глубинах, но количественное решение проблемы остается открытой.

**Ключевые слова:** породы, свита, пористость, глубина, скважина, плотность, петрофизика, горизонт, бурение, геофизика, нефтегазонкопления,

Проведенные в последние годы в Азербайджане широкомасштабные геолого-поисковые и геофизические работы в связи с перспективностью нефтегазоносности глубокозалегающих толщ, обусловлены созданием некоторых критериев для выполнения разведочных работ в будущем. Карты нефте-геологические, тектонического картирования и карта районирования, отражающие коллекторские свойства могут быть примером. Отмечено, что в мезокайнозойском периоде основные месторождения нефти и газа были приурочены интенсивно погруженными Южно- Каспийской и Куринской впадинами. По мнению исследователей, в центральной части и в глубокозалегающих толщах бассейна эти отложения являются перспективными, но эта проблема вовсе не нашла свое качественное и числовое решение. Однако, в некоторых странах мира из глубокозалегающих толщ были получены притоки нефти и газа. В частности, изучение критических значений параметров пористости и проницаемости в зависимости от глубины рассматриваются в качестве важных критериев поисков и разведки. Проведенные исследования в Азербайджанском секторе Южно-Каспийской и Куринской впадин и в различных площадях Прикаспийско—Губинского района дали положительные результаты.

Южно-Каспийская впадина (ЮКВ) является одной из самых глубоких депрессий в мире. В разных антиклинальных зонах ЮКВ распространены структуры, имеющие подобные геологические строения, такими структурами являются Гюрган- дениз (располагается в антиклинальной зоне б. Дарвина-Южная) и о. Чилор (располагается в антиклинальной зоне Хали-Нефт Дашлары). С целью детального изучения литолого-петрографических и коллекторских свойств пород, уточнения углеводородных запасов коллекторов, а также направления поисково- разведочных работ в районе были проведены петрофизические исследования.

Месторождение Нефт Дашлары имеет сложное строение. В его разрезе участвуют вскрытые скважинами палеоценовые (говундагская свита-эоцен) четвертичные отложения общей мощностью 3350 м.

Майкопская свита вскрыта скважинами на сводовой части складки. Разрез ее состоит из рыхлых, бесструктурных, характерных микро фаунистических глин с прослойками песков и вулканического пепла.



Глубокими разведочными скважинами были вскрыты и изучены отложения говундагских и майкопских свит, среднего и верхнего миоцена и плиоцена. В коллекторах ПТ были выявлены обогащенные многоэтажные нефтяные залежи. Калининская свита, в основном, представлена чередованием глинистых отложений и песчаных пластов с прослойками алевролитов и мелкозернистых галечных песков. Пески кварцевые, средне- и мелкозернистые, а глины слабопесчаные и слабокарбонатные. Мощность и литофация песчаных горизонтов и глинистых толщ, разделяющих их по площади не стабильны. От подошвы к кровле песчаность разреза увеличивается. От свода к крыльям песчаность свиты, увеличиваясь доходит до 70%.

С применением сейсморазведочных методов было установлено, что в пределах юго-восточной периклинали шарнир складки разветвляется. Однако складка по северной ветви соединяется с поднятием Гюнешли не глубокой седловиной, а по южной ветви, соединяется с Нефть Дашлары-2. На северо-западе она разъединяется от Грязевой Сопки узкой седловиной.

В нефтяных объектах газ находится в растворенном виде. Однако, в некоторых объектах отмечен и свободный газ. Нефтеносность калинской свиты была выявлена во всех блоках месторождений.

Максимальная мощность ПТ в разрезах скважин по площади составляет 3400 м. В некоторых разведочных скважинах на больших глубинах, т.е. в нижних толщах были вскрыты горизонты ПТ. Здесь плотность глинистых пород составляет 2,20-2,48 г/см<sup>3</sup>, пористость 8,3-17% (в некоторых случаях доходит до 25%), скорость распространения ультразвуковых волн 2150-2200 м/сек. Плотность алевритов изменяется в пределах 2,13-2,60 г/см<sup>3</sup>, пористость 15-28 %, а скорость распространения ультразвуковых волн 1300-2200 м/сек. Плотность песчаников изменяется в пределах 2,00-2,50 г/см<sup>3</sup>, а пористость 7,2-22,0 %. Скорость распространения ультразвуковых волн, как у других пород, колеблется в пределах 850-2800 м/сек. Карбонатные глины ПТ, участвующие в геологическом строении месторождений, в связи с изменением их физических свойств составляют: плотность 2,02-2,59 г/см<sup>3</sup>, пористость 8,5-30% и скорость распространения ультразвуковых волн изменяется в пределах 2100-3500 м/сек. Надо отметить, что карбонатность и проницаемость отложений ПТ тоже подверглись изменению [1-5].

Куринская впадина по нефтегазоносности является одним из перспективных регионов Азербайджана. Исследования петрографических параметров пород, составляющих их геологический разрез, остаются одной из важнейших проблем и находятся в центре внимания исследователей. Несмотря на то, что здесь проведены детальные геолого-геофизические работы, были проанализированы образцы пород, взятых из пробуренных разведочных скважин, еще есть необходимость решения некоторых проблем. Есть потребность изучения влияния геолого-физических факторов на отдельные физические свойства пород в перспективных площадях Куринской впадины.

С этой целью были сравнительно проанализированы петрофизические свойства образцов пород, взятых из пробуренных скважин на площадях Мурадханлы, Зардоб, Тарсдалляр, Кюрсянтя, Джафарлы и др. все вскрытые отложения, участвующие в разрезах скважин, были вовлечены к исследованию. В разрезах скважин участвуют отложения от верхнемеловых до четвертичных.

Исследования показали, что физические особенности одноименных и одновозрастных пород в результате влияния геолого-физических процессов изменяются и приобретают различные значения. Эти результаты нашли свое подтверждение проведенными исследованиями при высоких температурах и давлениях. Учитывая важнейшую роль этих параметров при разработке геофизических данных, выявлении тектонических нарушений и зоны нарушений, определении зон аномальных

пластовых давлений, плотности пород и скорости распространения ультразвуковых волн, петрофизические результаты были сравнительно проанализированы.

Исследования подтверждают, что какой закономерности по площади не существует. Здесь значения плотности пород и скорости распространения ультразвуковых волн в зависимости от глубин и тектонических изменений по глубинам увеличиваются и изменяются в широком диапазоне. Средняя плотность и скорость распространения ультразвуковых волн, в песчаных, глинистых, алевролитовых и карбонатных породах соответственно увеличиваются.

Анализ физических свойств пород, которые участвуют в геологическом строении площади Мурадханлы показывают, что глубокозалегающие нефтяные пласты площади связаны с измененными верхнемеловых пород (пористость 11 %), карбонатных отложений эоцена (мергель и известняк (пористость 9,6-10,9 %) и пористых терригенных пород эоцен-майкопа (алевролит, песчаник 15-19,5 %).

Породы, вскрывшиеся в разрезе поисково-разведочных скважин на площади Зардоб, относятся к мезокайнозой. Здесь детально были изучены вулканогенные и осадочные породы (известняки, карбонатные глины, аргиллиты и алевролиты) верхнего мела.

В геологическом строении Джарлы-Саатлинского нефтегазоносного района Средне-Куринской впадины принимают участие отложения четвертичной системы, апшерона, акчагыла, продуктивной толщи (верхний плиоцен ПТ), сармата, чокрака, майкопской серии, меловые породы и вулканогенные образования мелового возраста.

Как показали данные бурения скважин площади Сор-сор и Караджалы, расположенные на северо-западном продолжении Кюрдамирского выступа, имеют геологическое строение, идентичное всей этой тектонической зоне. Однако, при этом геологическое строение структурной зоны Джарлы - Сор-сор - Караджалы существенно отличается от Мурадханлинского поднятия, а вулканогенные образования на площадях Джарлы и Сор-сор не имеют непосредственного контакта с нефтегазопроизводящими свитами палеоген-неогеновой системы.

Перспективы дальнейших поисков залежей нефти и газа связаны с северо-восточным склоном выступа, где при благоприятных структурно-фациальных условиях могут быть обнаружены залежи в коре выветривания, а также и литологические и стратиграфические залежи в большом диапазоне осадочных мезокайнозойских образованиях, облегающих выступ.

В Прикаспийско-Губинском нефтегазоносном районе были исследованы коллекторские свойства образцов пород, взятых из глубокозалегающих пластов и эксплуатируемых залежей и структур. Плотность глинистых песчаников ПТ, располагающихся в относительно верхних частях, была изучена в сухом и влажном, виде и подтверждено, что эти породы изменяются в широком диапазоне (1,94-2,36 г/см<sup>3</sup>). Пористость этих пород изменяется в пределах 7-30%, скорость распространения ультразвуковых волн 2500-3000 м/сек. Плотность песчано-аргиллитовых пород колеблется в пределах 1,78-2,29 г/см<sup>3</sup> (сухой), 2,68-2,98 г/см<sup>3</sup> (влажный), пористость 6,15-30 %, а скорость распространения ультразвуковых волн 1800-2200 м/сек. Однако, коллекторские свойства пород разнообразны, по глубинам резко отличаются.

Сиязаньская моноклираль, имеющая сложное геологическое строение по нефтепромысловым и другим свойствам, разделяются на несколько групп. В геологическом строении моноклинали в горных регионах участвуют верхнемеловые, палеоген-миоценовые, а в низменных регионах плиоценовые отложения. Детально были изучены петрографические свойства этих отложений. На основании закономерного распространения физических свойств этих отложений по площади и по стратиграфическим единицам были подсчитаны средние значения и пределы изменения коллекторских свойств пластов [6-11].

В результате осуществлен сравнительный анализ глубокозалегающих пород на основе проведенных исследований в Южно-Каспийской, Куринской впадинах и Прикаспийско-Губинском нефтегазоносном районе. Исследования были осуществлены по отдельным нефтегазоносным районам. Из приведенных анализов ясно, что изменение свойств исследуемых объектов в широком диапазоне, в основном связано с литологической неоднородностью комплексов, разновидностью пород и тектоническими условиями. Кроме того, отмечается определенная закономерность между коэффициентами пористости и проницаемости.

При разработке и интерпретации петрофизических и промыслово-геофизических данных было установлено, что некоторые горизонты ПТ являются наиболее нефтегазоносным.

#### Литература

1. А. М. Ахмедов, А. Н. Гусейнов, Ш. Г. Ханларова. “Новые данные глубокого бурения на площади Джарлы” – АНХ, 1973, №12, стр.9-13.
2. Керимов К.М., Рахманов Р.Р., Хеиров М.Б. «Нефтегазоносность Южно-Каспийской мегавпадины». Баку. 2001, 317с.
3. Успенская Н.Ю., Таусон Н.Н. Нефтегазоносные провинции и области зарубежных стран. М., Недра, 1972, 283с.
4. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых./ Под ред. Н.Б. Дортман. – М.: Недра. 1976. 527стр.
5. Landolt-Bornstein Tables. Physical properties of rocks, vol. V, la./Ed. G. Argenheisen. – N. Y.: 1983.
6. Волярович М.П., Баяк Е.И., Еэфимова Г.А.. – Упругие свойства минералов при высоких давлениях.// Москва, Наука – 1975. стр.130.
8. Гурбанов В. Ш., Нариманов Н. Р., Султанов Л. А., Бабаев М. С.  
Геологическое строение и коллекторские свойства мезокайнозойских отложений Джарлы-Саатлинского нефтегазоносного района на больших глубинах. // Известия Уральского государственного горного Университета. 2016, № 2(42), стр. 25-27.
9. Гурбанов В.Ш., Султанов Л.А. О нефтегазоносности мезозойских отложений Азербайджана. // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 16. С. 7-13.
10. Гурбанов В.Ш., Султанов Л.А. О нефтегазоносности мезозойских отложений Азербайджана. // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 16. С. 7-13.
11. Гурбанов В.Ш., Бабаев М.С., Султанов Л.А., Рустамова Р.Э. «Краткая геолого-геофизическая характеристика разреза земной коры района Саатлинской сверхглубокой скважины СГ-1». Журнал—Азербайджан геологу. №16, 2012. с.31-37

## О НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ АЗЕРБАЙДЖАНА

*Гурбанов В.Ш.\* (Институт нефти и газа Национальной Академии Наук Азербайджана e-mail: vagifqurbanov@mail.ru), Султанов Л.А. (Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности, e-mail: latif.sultan@mail.ru), Шыхыев Н.Г. (Институт нефти и газа Национальной Академии Наук Азербайджана e-mail: shnuh@mail.ru)*

### Аннотация

Вопросами нефтегазоносности мезозойских отложений Азербайджана в течение многих десятилетий занимались крупные геологи-нефтяники и многие другие исследователи. Анализ результатов поисково-разведочных работ на мезозойские отложения и полученные результаты в некоторых случаях оказались успешным.

Значительный объем глубокого бурения на мезозой и полученные промышленные притоки нефти еще не говорят о полном объеме выявления основных критериев их нефтегазоносности: литофациальные изменения, архитектура коллектора и перекрывающей покрышки, нефтегазоносность отдельных интервалов разреза, то, в каком ряду находятся структуры на пути миграционного потока УВ и т. д.

Подготовленные сейсморазведкой методом ОГТ к поисковому бурению структуры в подавляющем большинстве отражают эрозийную поверхность мезозойских отложений, а строение самого мезозойского комплекса остается невыясненным. Анализ материалов промысловой геофизики и сейсморазведки показал, что на этих НГР вскрыты только верхние части мела, а строение самого мезозоя осталось невыясненным.

Ключевые слова: мезозой, нефтегазонакопления, пород, литофациаль, графо-аналитических, коллектор, плотность, пористость, карбонатность, скорость продольных волн, терригенно-карбонатных, петрофизика.

В течение многих десятилетий вопросами нефтегазоносности мезозойских отложений Азербайджана занимались крупные геологи-нефтяники и многие другие исследователи. Было проведено изучение закономерностей формирования и размещения зон нефтегазонакопления в мезозойских отложениях республики, как основа оценки перспектив нефтегазоносности и выработки направлений поисково – разведочных работ.

Проведен анализ результатов поисково-разведочных работ, комплексного обобщения материалов бурения, геофизических и полевых исследований в мезозойских отложениях Азербайджана; по структурно-тектоническим, литолого-фациальным и геохимическим критериям выделены зоны нефтегазонакопления с терригенно-карбонатными, вулканогенно-осадочными и вулканогенными литофациями, рифогенными образованиями и тектоническим дроблением пород. Полученные результаты в некоторых случаях оказались успешными.

Известные геологи-нефтяники Азербайджана в 60-ых годах прошлого века были уверены, что будущие перспективы азербайджанской нефти – в мезозое.

Сравнительная оценка перспектив нефтегазоносности показала, что наибольшие ресурсы нефти и газа в мезозойских отложениях сконцентрированы в зонах нефтегазонакопления, длительного депрессионного развития юго-восточного погружения Большого Кавказа. Как имеющие наиболее важное практическое значение на Юго-Восточном Кавказе, оценены зоны нефтегазонакопления Шемахино-Гобустанского, Прикаспийско-Губинского и Апшеронского нефтегазоносных районов.

Все эти структурно – тектонические условия благоприятны для интенсивной генерации углеводородов из органического вещества пород, внутрiformационной миграции их и аккумуляции в залежи промышленного значения .



В 1940-1950 гг. в Прикаспийско-Губинском НГР были получены значительные притоки нефти и газа из кюлюлинских песчаников среднего альба (в настоящее время площадь в промышленной разработке). Позже в этом же районе из средней юры был получен промышленный приток газа. Важной особенностью тектоники Прикаспийско-Губинского нефтегазоносного района является глубокое (свыше 5 км) залегание поверхности мезозойских отложений в юго-восточной части Губинского прогиба и относительно высокое ее положение. Песчано – алевритовые образования юры, исследованные в Прикаспийско – Губинском районе, характеризуются небольшой пористостью и плохой проницаемостью. По сравнению с ними аргиллиты юры этого района характеризуются относительно лучшими коллекторскими свойствами, что, по видимому, связано с наличием в них трещин, благодаря прохождению ими стадии мезокатагенеза и частичной метаморфизации.

На территории Апшеронского периклинального погружения ЮВ Кавказа погребенные мезозойские отложения собраны в складчатость, простирающуюся в юго-восточном, близком к широтному, направлении. Наряду с интенсивным погружением по простиранию складчатые линии мезозойских отложений испытывают погружение относительно одной к другой с севера – востока на юго – запад.

На Евлах-Агджабединском прогибе из верхнего мела были получены промышленные притоки нефти эффузивного и карбонатного облика. Следует указать, что Евлах – Агджабединский прогиб сформировался в два этапа: - геосинклинальный (мезозой – эоценовой); - орогенный (олигоцен – четвертичный) [1-4].

Значительный объем глубокого бурения на мезозой и полученные промышленные притоки нефти еще не говорят о полном объеме выявления основных критериев их нефтегазоносности: литофациальные изменения, архитектура коллектора и перекрывающей покрышки, нефтегазоносность отдельных интервалов разреза, то, в каком ряду находятся структуры на пути миграционного потока УВ и т. д.

Подготовленные сейсморазведкой методом ОГТ к поисковому бурению структуры в подавляющем большинстве отражают эрозийную поверхность мезозойских отложений, а строение самого мезозойского комплекса остается невыясненным.

Поисково-разведочные работы в пределах Северно-Апшеронского прогиба оказались безуспешными.

В Шемаха-Гобустанском НГР мезозойский структурный этаж в Центральном и Южном Гобустане залегает на больших глубинах, но тем не менее их изучение геофизическими методами необходимо. Очень перспективными являются структуры Северного Гобустана.

Определенные перспективы связаны с карбонатными отложениями мела Междуречья Куры и Габырры. Анализ материалов промысловой геофизики и сейсморазведки показал, что на этих НГР вскрыты только верхние части мела, а строение самого мезозоя осталось невыясненным.

Мезозойские отложения ЮВ Кавказа характеризуются широким распространением, значительной мощностью (до 10 тыс.м.), преимущественно терригенно-карбонатным составом и обильной насыщенностью рассеянным органическим веществом (местами до 2-3 %) и, в целом, представляющий собой крупный очаг нефтегазогенерации, способный произвести значительное количество углеводородов.

Нами были изучены коллекторские свойства пород, в том числе плотность, пористость, скорость продольных волн, карбонатность и др. из вышеуказанных площадей, составлены таблицы, изучена зависимость физических параметров друг от друга и др.

Коллекторы верхнего мела в изученных районах представлены карбонатными, песчано – алевритовыми и вулканогенными, местами глинистыми породами.

Исследования физических свойств и геохимических характеристик пород земной коры в районе Куринской впадины и Апшеронского нефтегазоносного района, комплекс

методов геофизических исследований скважин (ГИС), петрофизики и геохимии охватили интервал глубин 100-8000 м и дали возможность выявить важные закономерности между вещественным составом осадочных и вулканогенных образований мезо-кайнозойского возраста.

Известно, что формирование скоплений углеводородов в кристаллическом фундаменте контролируется не структурным фактором, а его коллекторскими свойствами. В этой связи осложнённость осадочного чехла и кристаллического фундамента Куринской межгорной впадины сетью мелких дизъюнктивов позволяет прогнозировать относительно широкое развитие в её кристаллическом фундаменте зон дробления и трещиноватости, а нефтегазоносность мезозойских эффузивов как возможность насыщения этих зон углеводородами [5,7].

В результате анализа и интерпретации геолого-геофизических и петрофизических материалов установлено, что нефтегазоносные коллекторы в основном являются трещиноватыми вулканогенно-осадочными и карбонатными породами мелового отложения. Одним из коллекторов с которыми связаны промышленные притоки нефти в Евлах – Агджабединском прогибе, являются эффузивные (вулканогенные) образования верхнемелового возраста.

Таким образом мезозойские отложения Азербайджана большинством ученых рассматривались как весьма перспективные для поисков и разведки нефтегазовых месторождений промышленного значения. Анализ результатов поисково – разведочных работ на нефть и газ во многих странах мира, в том числе и в Азербайджане, показал, что традиционные методы разведки не в состоянии существенно прирастить запасы углеводородного сырья.

#### **Литература**

1. Али-Заде А.А., Салаев С.Г., Алиев А.И. «Научная оценка перспектив нефтегазоносности Азербайджана и Южного Каспия и направление поисково- разведочных работ». Баку: Элм, 1985.
2. Салаев С.Г. и др. «Зоны нефтегазонакопления в мезозойских отложениях Азербайджана и направление поисково-разведочных работ». Баку Изв. АН АзССР. Сер.Наук о Земле. 1988, №1 стр. 3-16.
3. Рагиб Р. Рахманов «Закономерности формирования и размещения залежей нефти и газа в мезокайнозойских отложениях Евлах – Агджабединского прогиба». Баку – 2007 г. 190с..
4. Керимов К.М. // Глубинное строение и нефтегазоносность депрессионных зон Азербайджана и Южного Каспия.// Баку-2009, стр.438
5. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых (под редакцией Н.Б. Дортман).М.; Недрa, 1976 г., 527 с..
6. Кожевников Д.А. Петрофизическая инвариантность гранулярных коллекторов. // Геофизика.- 2001 - № 4. 31-37 с.
7. Гурбанов В. Ш., Нариманов Н. Р., Султанов Л. А., Бабаев М. С. Геологическое строение и коллекторские свойства мезокайнозойских отложений Джаллы-Саатлинского нефтегазоносного района на больших глубинах. // Известия Уральского государственного горного Университета. 2016, № 2(42), стр. 25-27.

## ИЗУЧЕНИЕ СТРОЕНИЯ МНОГОПЛАСТОВОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ ПРОГРАММЫ "PETREL"

Гурянов С. А. (РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, [sanan.96@mail.ru](mailto:sanan.96@mail.ru)), Вайнерман Б.П.  
(МГРИ, [bwinerman@yandex.ru](mailto:bwinerman@yandex.ru))

### Аннотация

Рассматриваются вопросы изучения геологического строения многопластового нефтяного месторождения Твердиловское в процессе доразведки бобриковского горизонта.

С помощью программы "Petrel" уточняются структурные особенности рассматриваемой площади, выявляются возможные зоны нефтенакоплений, проводится построение карт возможных эффективных нефтенасыщенных толщин.

### Ключевые слова

Нефтяная залежь, скважина, поверхность, структура, доразведка.

Твердиловское нефтяное месторождение расположено на территории Бузулукского района Оренбургской области. От районного центра г. Бузулук месторождение удалено на расстояние 34 км в северо-восточном направлении.

В период разведки месторождения на площади были пробурены 23 поисково-разведочные скважины, из которых 15 на отложения карбона и девона и 8 скважин на залежи нижней перми. Из числа пробуренных 7 скважин оказались продуктивными.

В нижневизейском подъярусе ( $C_1V_1$ ) нижнекаменноугольных отложений выделяется бобриковский горизонт ( $C_1bb$ ). На рассматриваемой площади он представлен переслаиванием алевролитов, песчаников и аргиллитов. Верхняя граница горизонта проводится в основании известняков тульского горизонта, покрывающих терригенную толщу.

Мощность горизонта на Твердиловской площади изменяется от 64 до 76 м.

В процессе разведки выделены три подгоризонта: Б1, Б2 и Б3.

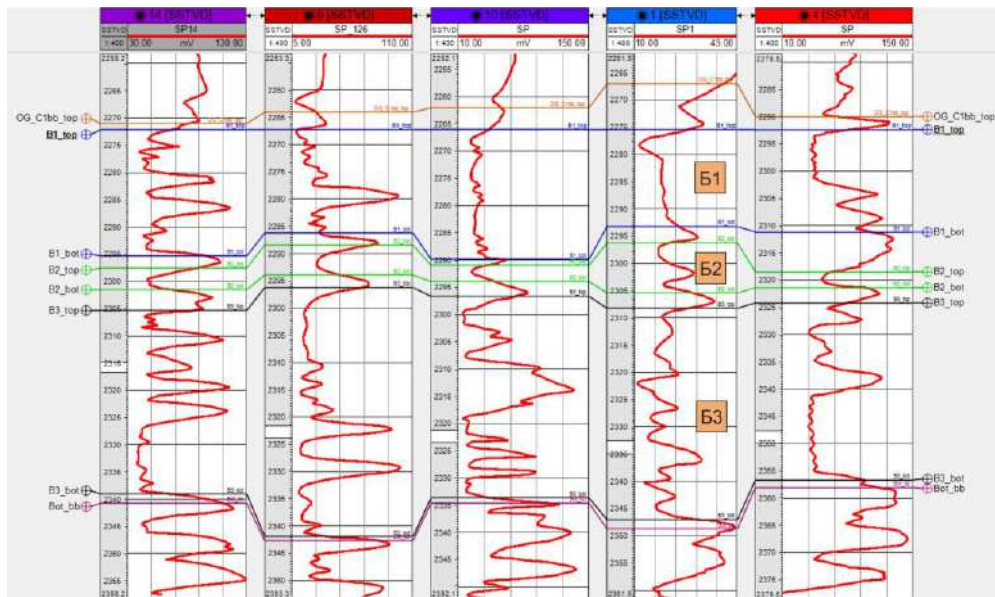
Подгоризонт Б1 – полностью водоносен.

В подгоризонте Б2 в скв. 4 получен приток нефти. Водонефтяной контакт (ВНК) здесь принят на абсолютной отметке (а.о.) -2321,0 м. В скв. 5 получен приток воды с пленкой нефти. В этой скважине в подгоризонте Б2 ВНК принят на а.о. -2293,9 м. В скв. 125 в открытом стволе совместно испытаны горизонты Б1 и Б2. Получен приток пластовой воды. В скв. 10 получен приток воды с пленкой нефти. Кровля испытанного пласта находится на а.о. -2290, 0 м.

В подгоризонте Б3 в скв. 5 получен приток нефти и воды. ВНК принят на а.о. -2303,9 м.

На основе данных геофизических исследований скважин (ГИС) была выполнена корреляция разрезов скважин (рис. 1).

Используя данные сейсмических исследований (структурная карта по кровле бобриковского горизонта  $C_1bb$ ), результаты испытаний скважин, корреляцию разрезов скважин и данные ГИС (пористость, нефтенасыщенность), проведено моделирование подгоризонтов Б2 и Б3 с помощью программы "Petrel".

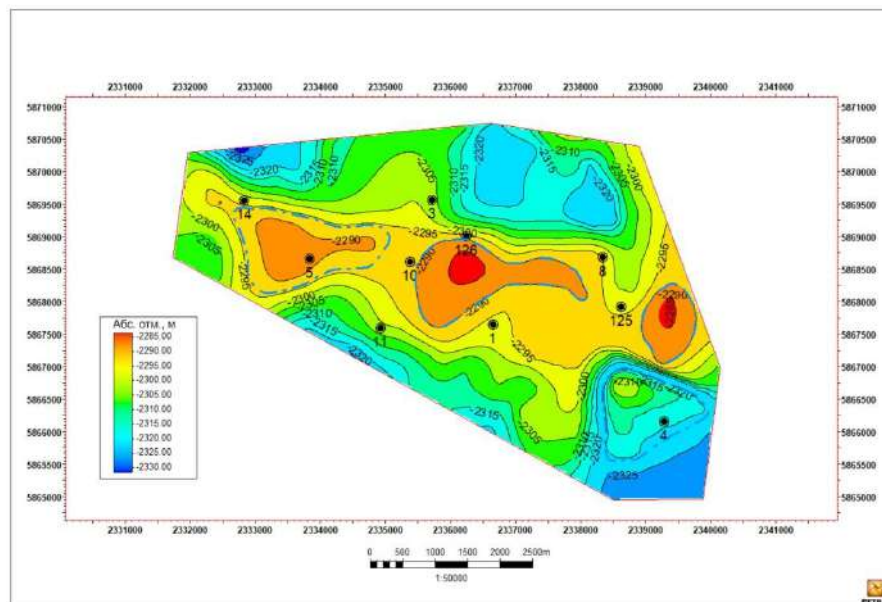


**Рисунок 1.** Корреляция разрезов скважин бобриковскогo горизонта  $C_{1bb}$

Построены поверхности по кровле и подошве подгоризонтов. Выделены установленные ВНК и приняты условные ВНК для структур по последней замкнутой изогипсе.

Такой подход позволяет учесть выявленные залежи и спрогнозировать максимальную нефтеносность вероятных скоплений нефти.

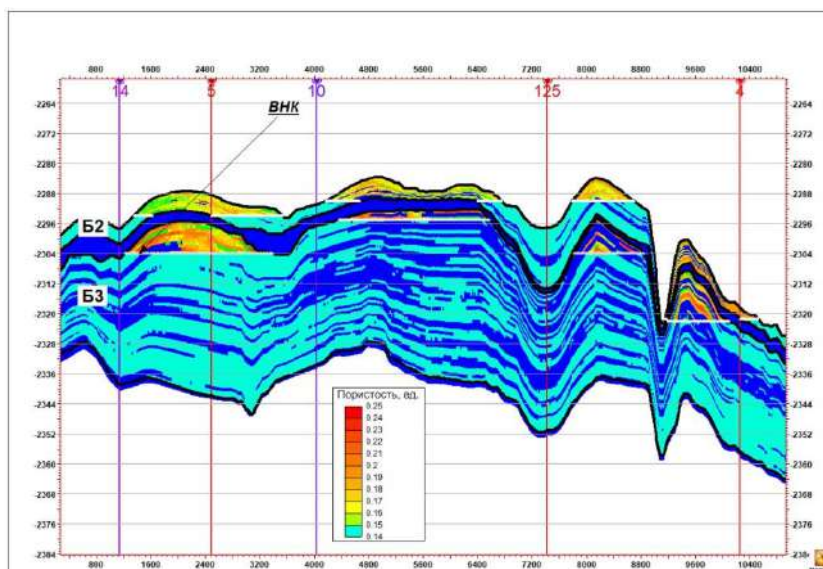
После создания куба Литология (коллектор принимает значение 1, неколлектор – 0) построены карты по кровле и подошве коллекторов для каждого подгоризонта. На эти карты были нанесены водонефтяные контакты для выявленных и прогнозируемых залежей. На рис. 2 показана карта по кровле коллекторов подгоризонта B2 с нанесенными внешними контурами нефтеносности.



**Рисунок 2.** Структурная карта по кровле коллекторов подгоризонта B2

После создания куба пористости и атрибута "Водонефтяной контакт" в модели отражаются выявленные и прогнозируемые залежи нефти (рис. 3).

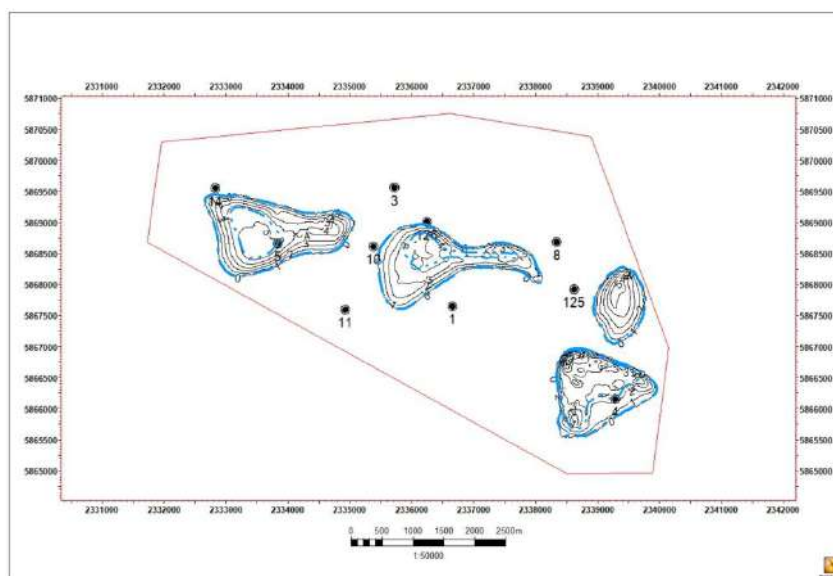




**Рисунок 3.** Геологический профиль по линии скв. 14-5-10-125-4 (пористость и насыщенность коллекторов)

На рис. 3 синим цветом отражены неколлекторы, голубым – водонасыщенные коллекторы, разноцветные – нефтенасыщенные коллекторы.

Следующим этапом исследований было построение карт эффективных нефтенасыщенных толщин для подгоризонтов Б2 и Б3. На рис. 4 представлена такая карта для подгоризонта Б2.



**Рисунок 4.** Карта эффективных нефтенасыщенных толщин подгоризонта Б2

Проведенное моделирование позволило выделить установленные залежи нефти, а также спрогнозировать возможную нефтеносность неизученных бурением участков Твердиловского месторождения (подгоризонты Б2 и Б3).

#### Литература

1. Бакиров А.А., Керимов В.Ю. и др. Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа/Под ред. Э.Ф.Бакирова и В.Ю.Керимова: Учебник для вузов в 2-х кн. – М.: ООО"Издательский дом Недра", 2012.- 416 с.

2. Закревский К.Е. Практикум по геологическому 3D моделированию. Построение тестовой модели в Petrel 2009. – М., 2010. – 110 с.

## ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГРЯЗЕВЫХ ВУЛКАНОВ ЧЕРНОГО МОРЯ

Данцова К.И.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, kristinadantsova@yandex.ru)

### Аннотация

Грязевые вулканы встречаются как на суше, так и морских акваториях. В статье рассмотрена геологическая характеристика грязевых вулканов Черного моря. Приведены результаты геохимического анализа образцам вулкана МГУ.

**Ключевые слова:** Грязевой вулканизм, Черное море, пристан, фитан.

На территории Черноморского региона широко распространено такое геологическое явление, как грязевой вулканизм. Еще И.М. Губкин писал, что геологическое строение, нефтеносность и грязевой вулканизм составляют единое генетическое целое; газо- и нефтепроявления и грязевой вулканизм являются следствиями одних и тех же причин-диопириковых структур.

Одиночные грязевые вулканы встречаются редко, обычно, их объединяют в грязевулканические провинции. На сегодняшний день комплекс геолого-геофизических и геохимических исследований свидетельствует о сложности глубинного строения грязевых вулканов. Анализ Черноморского и Кавказско-Крымского регионов показывает приуроченность грязевых вулканов к нефтегазоносным впадинам, где происходило осадконакопление терригенно-глинистых толщ, также стоит отметить, что на территории Керченского полуострова мощность майкопских отложений доходит до отметки в 1500 м. Характерной особенностью данной толщи считается аномально-высокое пластовое давление флюида (АВПД).

Процесс интенсивных извержений представляет собой вынос на поверхность разновозрастных горных пород, минерализованных вод и газов с различной глубины.

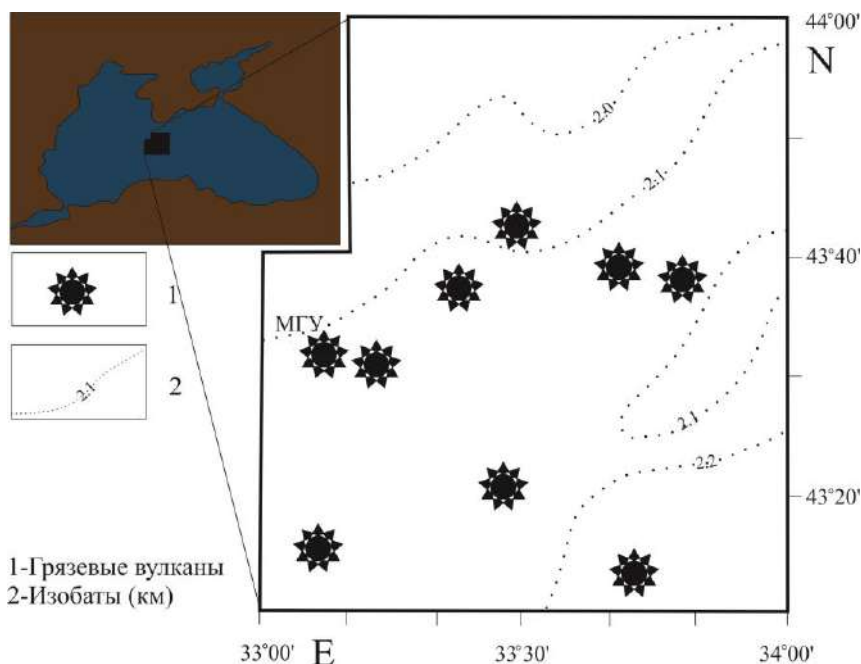


Рисунок 1- Расположение грязевых вулканов Черноморского региона, с изменениями

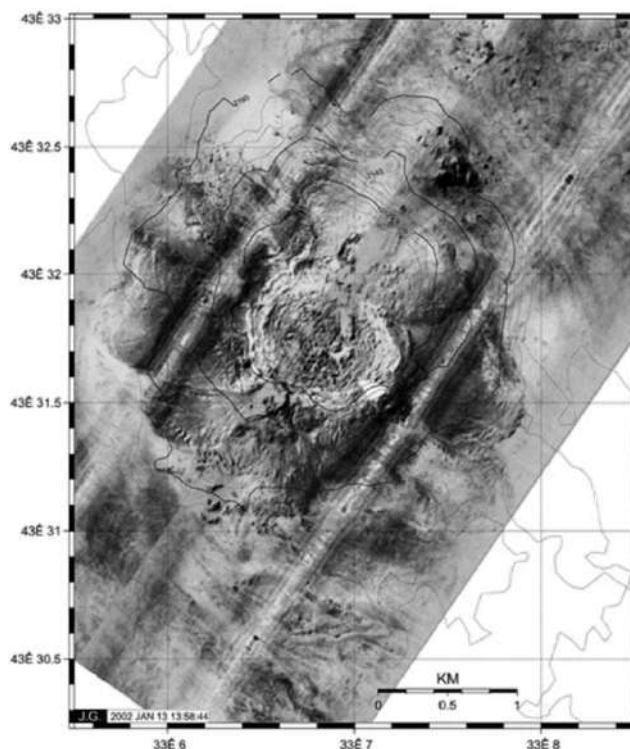
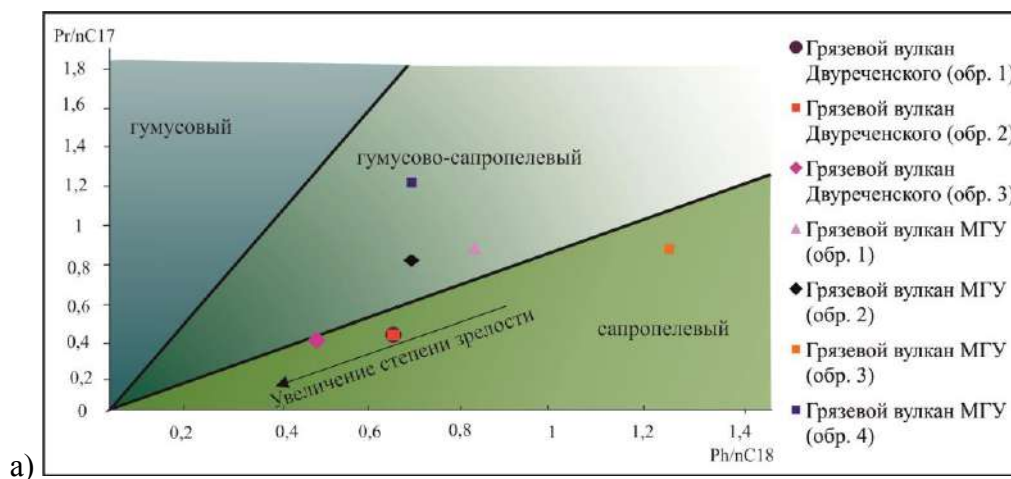
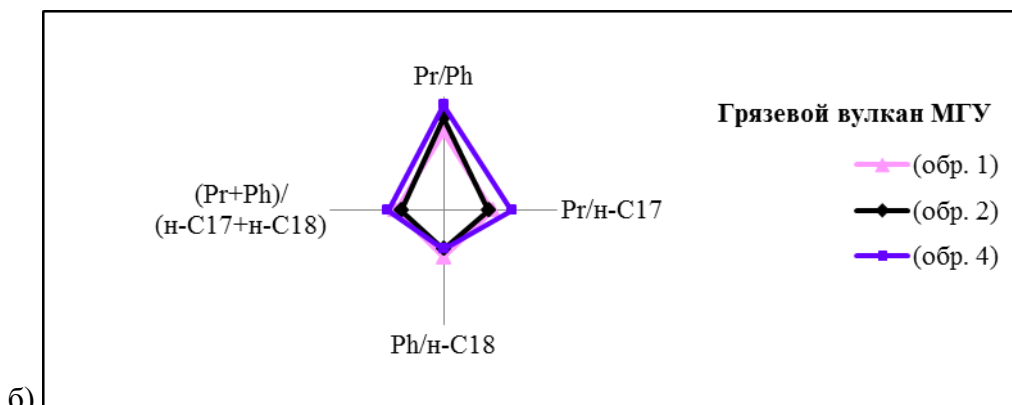


Рисунок 2- Грязевой вулкан МГУ (Черноморский регион)[1]

Анализ геохимических исследований Черноморской нефтегазоносной области свидетельствует о различных фациальных обстановках. Тип органического вещества, отложенного и захороненного в осадках, в значительной степени определяется природными сообществами организмов, которые принадлежат к различным группам.





б) **Рисунок 3** а) Диаграмма Кеннона-Кессоу иллюстрирующая зависимость  $Pr/n-C_{17}$  от  $Ph/n-C_{18}$  для грязевых вулканов Двуреченского и МГУ  
б) Геохимическая характеристика образцов грязевого вулкана МГУ по *n*-алканам и изопренанам

Тип органического вещества, отложенного и захороненного в осадках, в значительной степени определяется природными сообществами организмов, которые принадлежат к различным группам и остатки которых характерны для различных фациальных обстановок.

По результатам анализа полученной газовой хроматографией проведена интерпретация хлороформенных битумоидов глинистых обломков майкопского возраста из грязевого вулкана МГУ.

По отношению пристана/фитана рассматриваемого, как один из основных генетических показателей, несущих информацию об особенностях химического состава исходного живого вещества. Определены типы ОВ для исследуемых образцов.

Отношение  $Pr/Ph$  для образцов грязевого вулкана МГУ (обр. 1,2,4) свидетельствует о смешанном гумусово-сапропелевом генезисе (Рис. 3а) с преобладанием морской водорослевой органики.

### Литература

1. О дегазации планеты Земля: грязевые вулканы и другие холодные сипы, Ахманов Г.Г.
2. Грязевой вулканизм и сверхглубокие углеводородные системы, Керимов В.Ю., Гулиев И.С., Осипов А.В., Мустаев Р.Н., Данцова К.И. Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. № 4 (23). С. 59.
3. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности полуострова Крым и прилегающей акватории чёрного моря, Бадмацыренова О.А., Данцова К.И. В сборнике: Актуальные вопросы поисков и разведки месторождений нефти и газа сборник научных трудов. РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. 2017. С. 236-253.
4. Геодинамические механизмы формирования структуры Каспийско-Черноморского региона, Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н., Серикова У.С., Данцова К.И. Горный журнал. 2018. № 11. С. 23-29.



## ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ НИЖНЕГОТЕРИВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ТАВДИНСКОГО МЕГАВЫСТУПА ИУССКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА (ПРИУРАЛЬСКАЯ НГО)

*Капранова Е.А. (ВНИГНИ, kapranova@vnigni.ru),  
Дернова Е.О.\* (ВНИГНИ, dernova@vnigni.ru),  
Щербина Ю.В. (ВНИГНИ, sherbina@vnigni.ru)*

### **Аннотация**

В представленной работе рассмотрены и сопоставлены различия механизмов формирования викуловской и леушинской свит с привлечением данных макроописания керна, биофациального, гранулометрического, петрографического и рентгеноструктурного анализов. Анализ данных гранулометрического состава пород с достаточной уверенностью позволяет говорить о морском характере осадконакопления для обеих свит. При этом леушинская свита формировалась в динамически спокойных условиях, свойственных мелководным морям с низкой степенью переработки осадков; для викуловской свиты характерен снос континентальных осадков с их последующей частичной переработкой в прибрежно-морских условиях и дальнейшим переотложением в условиях мутьевых потоков. Проанализировано влияние различных факторов на коллекторские свойства: медианный диаметр зерен, отсортированность обломочной части, состав, количество и тип цемента.

**Ключевые слова:** нижнеготтеривские отложения, викуловская свита, леушинская свита, структура порового пространства, рентгеноструктурный анализ, гранулометрический анализ, биофациальный анализ, условия осадконакопления.

Нижнеготтеривские отложения изученного района представлены чередованием алевролитов, аргиллитов с редкими прослоями песчаников с линзовидно-волнистыми и реже косослоистыми текстурами, в различной степени нарушенными оползанием, эродированием, карманами внедрения, биотурбацией.

По данным РСА и микроскопии установлено, что за исключением карбонатизированных пропластков, отложения обеих свит имеют достаточно близкий минералогический состав.

### *Структура порового пространства*

По данным описания шлифов поровое пространство пород обеих свит характеризуется наличием межзерновой пористости и пористости за счет выщелачивания полевых шпатов.

По данным растровой электронной микроскопии емкостное пространство викуловской свиты представлено межзерновыми полигональными и субизометричными капиллярами диаметром 0.01-0.05мм, иногда образующими единое емкостное пространство диаметром до 0.01мм. На гранях большинства зерен и в капиллярах присутствует пленочный и поровый глинистый (каолиновый, возможно, хлоритовый) цемент. Для отложений леушинской свиты характерны межзерновые капилляры полигональной, реже щелевидной формы диаметром 0.005-0.08мм, часто сообщающиеся между собой и образующие единое емкостное пространство диаметром до 0.01мм. Развит пленочный поровый глинистый каолинит-хлоритовый цемент, реже кальцитовый. Также в кальцитовом цементе присутствуют мелкие меж- и внутрикристаллические капилляры диаметром 0.001-0.02мм, образованные, вероятно, за счет выщелачивания.

Обломочные породы обеих свит неравномерно трещиноватые. Микротрещинки полые, субгоризонтальные однонаправленные с раскрытием до 0.01-0.02мм для леушинской свиты, 0.005-0.03мм - для викуловской. Трещинки ветвящиеся, пересекающиеся, транзитно проходящие в высокопористые слои, реже множественные полые микротрещины с ореолами

миграции флюида вокруг них. Для отложений викуловской свиты характерны трещинки с редким органическим веществом сапропелевого типа внутри трещин и редко с ореолами миграции в глинистом веществе.

*Определение генезиса отложений по гранулометрическим данным*

Леушинская свита представлена преимущественно песчаными алевролитами и алевролитами, в разрезе викуловской свиты преобладают алевролиты.

По данным гранулометрического анализа построены и рассмотрены гистограммы - графики распределения массовых долей в процентах по фракциям.

Для большинства пород леушинской свиты характерно бимодальное распределение кривых, наличие пиков в областях крупных фракций, разнородный характер кумулятивных кривых и большое колебание величины среднего диаметра. Можно предположить, что шло смешение материала из разных источников сноса.

Образцы викуловской свиты характеризуются сжатыми и высокими кривыми и достаточно однотипными кумулятивными кривыми, что говорит о преобладании в составе одной фракции.

Для определения генезиса отложений были рассмотрены гранулометрические коэффициенты, наиболее часто используемые для интерпретации сред седиментации, – медианный диаметр зерен ( $Md$ ), средний размер зерен ( $X_{ср}$ ), коэффициенты сортировки ( $S_0$ ) и асимметрии ( $As$ ), эксцесс ( $Ex$ ), отражающие основные особенности распределения зерен. Перечисленные величины рассчитаны аналитически методом статистических моментов в логарифмических единицах шкалы  $\phi$  «фи» Крумбейна [3] (PHI Scale) с использованием программы GRADISTAT v8.

Для обеих свит характерны малые значения медианного диаметра зерен (0.022 и 0.0156 мм для леушинской и викуловской свит соответственно), что говорит о низких скоростях движения среды.

Леушинская свита характеризуется плохой сортировкой (в основном  $S_0=1\div 1.5$ ), отрицательными (большая часть) и положительными значениями асимметрии. При  $As<0$  формирование осадка происходило, по-видимому, в относительно динамически спокойной среде.

Анализ значения среднего диаметра по разрезу показал значительное изменение данного параметра по глубине, что может свидетельствовать о нестабильности потока. Изложенное может соответствовать прибрежно-морским условиям осадконакопления (переход от фронта дельты к продельте).

В викуловской свите наблюдается преимущественно отрицательная асимметрия ( $As<0$ ), мода распределения смещена в сторону мелкозернистых фракций ( $M_0<Md<X_{ср}$ ), что схоже с леушинской свитой. Сопоставление среднего размера частиц с коэффициентом асимметрии в викуловской свите наглядно демонстрирует, что в при  $As<0$  в разрезе преобладают частицы алевритовой размерности. По мере увеличения  $X_{ср}$  степень сортировки материала уменьшается ( $S_0>1.0$ ), что косвенно свидетельствует о возможности привноса речных осадков.

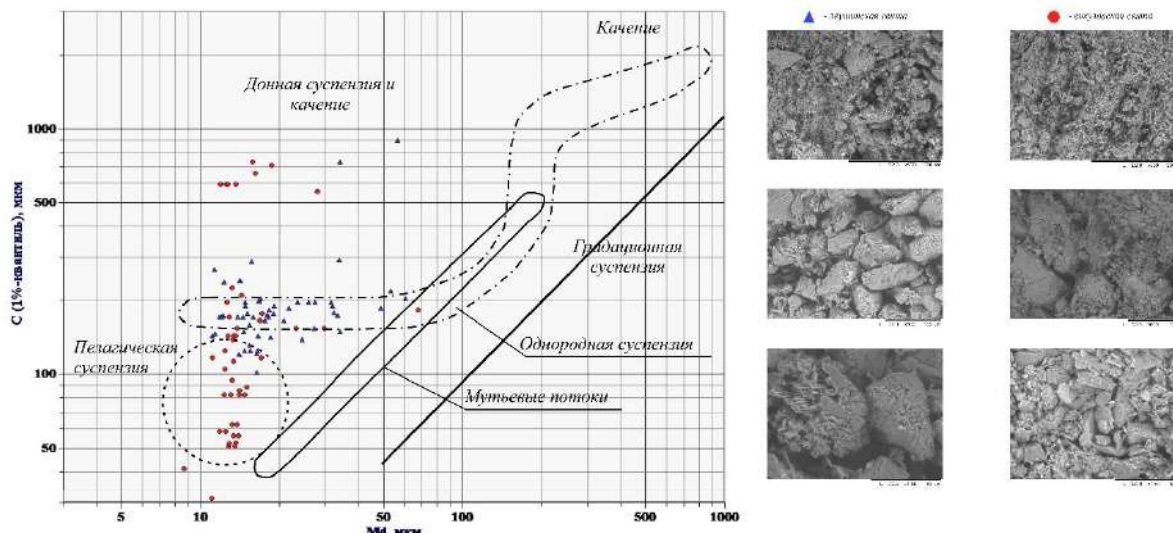


Рисунок 1. С-М диаграмма Пассега (слева). Данные растровой электронной микроскопии (справа)

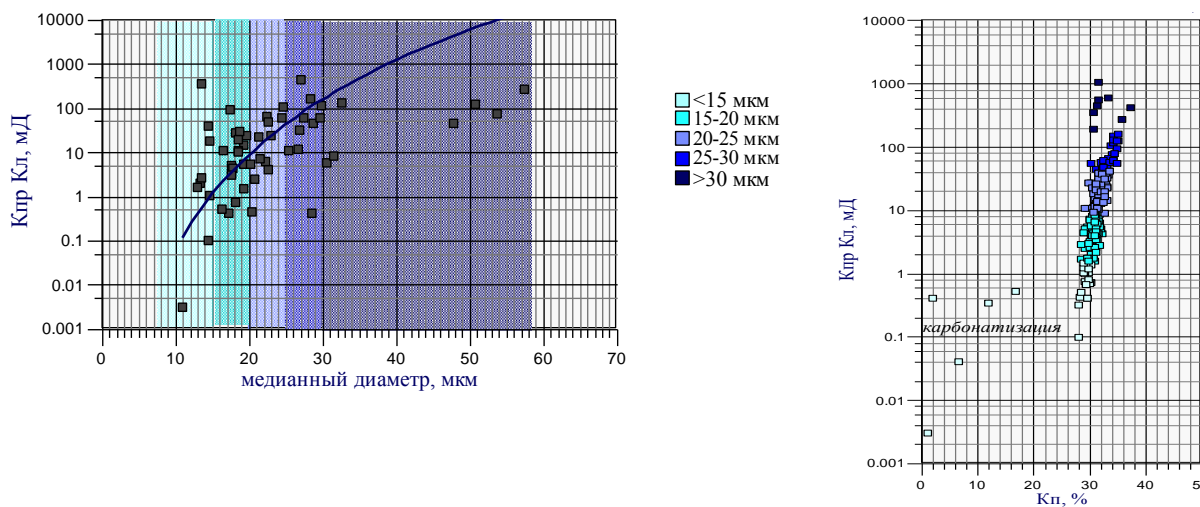
Для генетической интерпретации была использована С-М диаграмма Пассега (рис. 1), построение которой основано на механизме переноса частиц и напрямую зависит от динамики потока [2,4]. Величина С (1%-й квантиль) характеризует подъемную силу потока – максимальный размер частиц для переноса. Анализ диаграммы показал, что основная масса образцов леушинской свиты соответствует области однородной суспензии. Основная масса образцов викуловской свиты соответствует области пелагической и градационной суспензии.

Данные биофациального анализа (палинологического и микрофаунистического анализов шлама) указывают на переходную континентально-морскую обстановку осадконакопления (с минимальным морским влиянием), сменяющуюся морской.

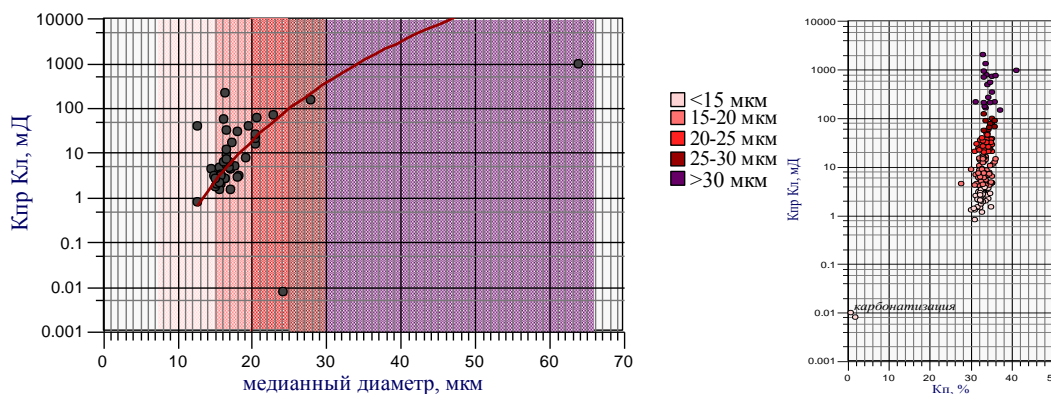
#### Петрофизическая характеристика

По данным лабораторных исследований керн для отложений леушинской свиты коэффициент проницаемости изменяется в пределах 0,003-413,7 (ср.зн. 8,2, n=156) мД, коэффициент пористости 1,1-37,4 (ср.зн. 29,8, n=181) %, объемная плотность 1,68-2,66 г/см<sup>3</sup> (n=181), минералогическая плотность 2,60-2,74 г/см<sup>3</sup> (n=181); для отложений викуловской свиты коэффициент проницаемости изменяется в пределах 0,008-976,2 (ср.зн. 7,1, n=113) мД, коэффициент пористости 0,8-41,0% (ср.зн. 32,9, n=175), объемная плотность 1,58-2,7 г/см<sup>3</sup> (n=175), минералогическая плотность 2,51-3,01 г/см<sup>3</sup> (n=175).

а)



б)



**Рисунок 2.** Сопоставление медианного диаметра и коэффициента проницаемости по лабораторным данным (слева), зависимость  $K_n/K_{пр}$  (справа): а) леушинская свита, б) викуловская свита

### Заключение

В результате проведенных исследований выявлено отрицательное влияние высокого содержания мелкоалевритовой и глинистой фракций на ФЕС пород-коллекторов. На основании сопоставления медианного диаметра зерен и основных параметров ФЕС выявлено закономерное увеличение проницаемости с ростом медианного диаметра и обратная связь с остаточной водонасыщенностью: чем ниже  $K_{ов}$ , тем больше  $M_d$ , что напрямую связано с содержанием глинистого вещества в породе (рис.2). На емкостные свойства ( $K_p$ ) данная величина существенного влияния не оказывает. Согласно микроскопическому изучению шлифов и данных растровой электронной микроскопии установлено, что процентное содержание глинистого цемента вверх по разрезу увеличивается.

Можно предположить, что накопление викуловской свиты происходило в более спокойной и устойчивой гидродинамической обстановке в сравнении с леушинской свитой. Данные выводы подтверждаются палеогеографической схемой Западной Сибири готеривского века [2].

### Литература

1. Колмогоров А.Н. О логарифмически-нормальном законе распределения размеров частиц при дроблении. // Докл. АН СССР, 1941, т.31 №2, с 99-101.
2. Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А., Кародин Ю.Н., Конторович В.А., Лебедева Н.К., Никитенко Б.Л., Попова Н.И., Шурыгин Б.Н. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде // Геология и геофизика. 2014, т. 55, № 5-6, с. 745-776.
3. Krumbein W.C. Size frequency distribution of sediments.// J.Sediment.Petrol., 1934, vol.4, p. 65-77.
4. Passega R., Byramjee R. Grain-size image of clastic deposits.// Sedimentology, 1969, v.13, N 3-4, p.233-252.



## ОПЫТ СБОРА, СТРУКТУРИРОВАНИЯ И ОРГАНИЗАЦИИ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОГО ЗНАНИЯ

*Еникеев Б.Н. (АО «ПАНГЕЯ», bne@pangea.ru)*

### Аннотация

В докладе рассматриваются практические выводы и рекомендации по организации петрофизических взаимосвязей, полученные на основе 45 летнего опыта теоретических и прикладных работ в области петрофизики и интерпретации каротажа.

**Ключевые слова:** Петрофизика, моделирование, инженерия знаний

### Введение.

Исторически понимание петрофизики, как области науки о физических свойствах горных пород, их взаимосвязях и изменениях (как свойств, так и взаимосвязей) в ходе генезиса и (или) техногенного воздействия, развивается с середины 50-х годов прошлого века.

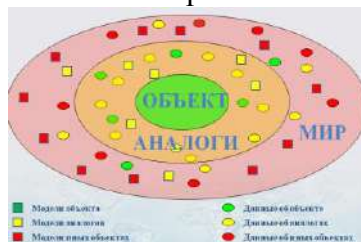
Вместе с тем, конкретные практики и технологии, помогающие в структурировании кома размножающихся теоретических представлений и эмпирических данных, по существу остаются на поисковых стадиях. Мало меняют ситуацию и базы публикаций (такие как специализированные ONEPETRO, или EARTHDOC, или общие как WEBSCIENCE или Wiki).

Эмпирические данные, как правило, публикуются в отрыве от информации о методике измерений и обычно в неполном объёме. Теоретические построения нередко игнорируют значительную часть им предшествующих, а критический анализ не популярен.

Вместе с тем, слабая структурированность знаний и навигация по ним входят в противоречие с базовой идеей количественной интерпретации (“лучшая петрофизика, примененная наилучшим образом”). Более того, существует тенденция закрытия баз петрофизических знаний и практика закрытия баз петрофизических данных.

Подобная закрытость препятствует открытой конкуренции в отрасли и рациональному ценообразованию, когда доказуемо более точные результаты, основанные на продуманной петрофизике, дают пользователю лучшую основу для построения геологической модели, подсчета запасов и разработки месторождений.

Однако подобная практика требует расчета не только искомым физических свойств, но и ошибок их определения и организации знаний по предшествующим объектам. Ранее автор доклада счел правомерным разбиение петрофизических знаний на зоны (по степени "петрофизической удаленности" от изучаемого) и на типы (включая факты и настроенные соотношения, и их константы, ошибки и области применимости).



**Рисунок 1.** Состав данных по петрофизике (включая измерения, оценки ошибок и области применимости)

Однако недостаточно просто разделить знания на зоны и типы – желательно создать хотя бы работающий макет. История развития представлений о базах альтернативных петрофизических знаний восходит к S.J. Pirson, В.Н. Дахнову и В.Н. Кобрановой, которые на равных рассматривали разнообразные взаимосвязи пористости и глинистости с проницаемостью и пористостью. Эта же проблематика активно развивалась Б.Ю. Вендельштейном и М.М. Элланским. В ходе компьютеризации широкую популярность

приобрели библиотеки петрофизических взаимосвязей (В.С. Афанасьев, автор данного доклада, Л.Е. Кнеллер).

К середине 90-х годов по целому ряду причин законодателем мод в значительной мере стала компания Schlumberger, успешно тиражирующая свои программные решения по всему миру. Вместе с тем, как содержание библиотеки петрофизических знаний, так и уровень её организации вызывали и продолжают вызывать много вопросов [1-4].

Значительный прогресс оказался связан с применением идеологии композитных материалов для расчета проводимости и упругих свойств (автор доклада, а также Dvorkin, Mavko и др.). Часть соответствующих библиотек заимствована и используется в различных программных комплексах (в частности компанией CGG).

### 1. Начальные элементы структурирования баз петрофизических знаний.

К начальному этапу целесообразно отнести задачу создания терминологически-понятийного предметного словаря по петрофизике. Эта задача во многом уже решена усилиями Schlumberger и авторов из РГУНГ. Но стоит четко понимать, что это только самый начальный этап работы. Второй и непростой этап – согласование идентификаторов, терминов и процедур измерений. В значительной мере он также реализован Schlumberger, но имеются и значительные пробелы (в частности в идентификаторах редко отражаются различия условия и методов измерений таких свойств как проницаемость). Вместе с тем опыт POSC и ГИС-ассоциации показывает, что чрезмерное увлечение вопросами построения форматов чревато спадом интереса к ним.

Но со знаниями ещё сложнее, чем с данными. Опыт подсказывает, что простой записи встреченных где-либо или полученных аналитически взаимосвязей недостаточно. Автор доклада еще в 80-е годы предложил, что в состав информации о петрофизической взаимосвязи должен входить целый ряд компонент. За прошедшие с тех пор 40 лет список заметно расширился (современный идеализированный вариант представлений автора доклада, явно учитывающий опыт работы с GitHub, приведен ниже):

1. формальное имя (кодирующее тип взаимосвязи, включает имена переменных);
2. авторское имя;
3. место и год публикации;
4. оценка эмпирической подтверждаемости (автор, объект, публикация, атрибуты объекта, год, особенности...);
5. сравнительная эффективность применения на тестовых полигонах (имя полигона – оценка...);
6. оценка теоретической подтверждаемости (автор, год, публикация, особенности...);
7. схема строения породы, используемая при выводе;
8. предшествующие и сходные по строению взаимосвязи (ссылка);
9. оценки среднеквадратичных ошибок и коэффициента корреляции;
10. область потенциальной применимости по литологии;
11. область потенциальной неэффективности.

Перечень довольно обширный и включает хотя и нужные, но заведомо спорные оценки. Структура приведенных характеристик с одной стороны предлагает публичность, а с другой объективность. Легко понять, что такое сочетание на практике встречается достаточно редко и потому нужно продумывать способы учёта весомости мнений экспертов соразмерной их профессионализму и отсутствию конфликтов интересов. На практике же все отдается на откуп или разработчику, или пользователю.

Зато многие недоразумения (наподобие переоткрытий ранее уже известного или наличия разных имен у одних и тех же соотношений) могут быть исключены. Если вектора оценок взаимосвязей подобных анонсированным выше будут признаны адекватными и авторитетными для достаточно широкого круга пользователей, то они смогут представлять даже коммерческую ценность.



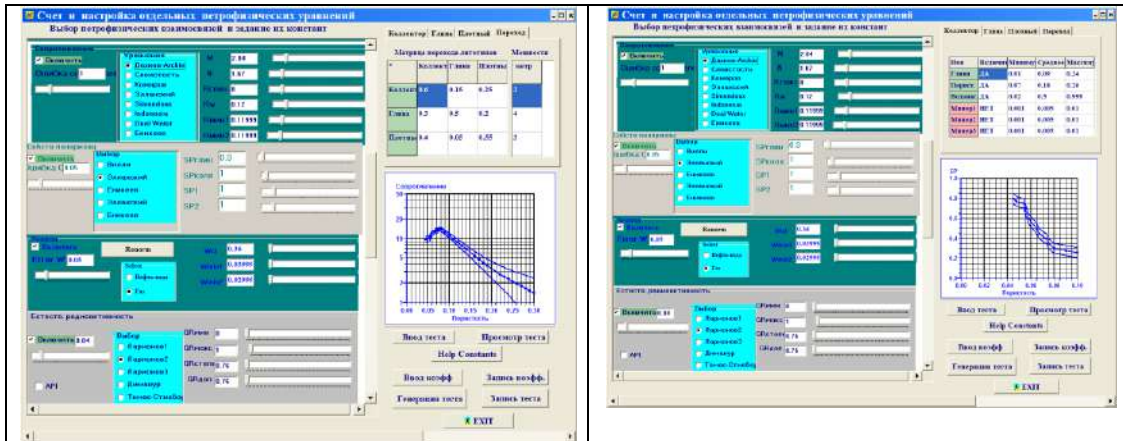


Рисунок 3. Пример интерфейса комплекса ModERn для построения синтетического теста

На рисунке 3 слева приведен пример копии экрана программного модуля генерации теста, отражающий перечень ряда уравнений для сопротивления и поддержку процесса подбора коэффициентов этих уравнений. Справа на этом же рисунке приведена другая копия экрана программного модуля генерации теста, отражающая представления о диапазоне свойств коллектора и настройке коэффициентов взаимосвязи для относительной амплитуды метода собственной поляризации. Библиотека петрофизических взаимосвязей, используемая в ModERn, регулярно расширяется и пополняется содержательно. Анализ проводится в соответствии с возможностями визуализации и статистических алгоритмов, используемых в этом технологии.

### Литература

1. Еникеев Б. Н. Элементы технологизации петрофизического обоснования в рамках ModERn (проблемы, базы знаний, опыт, перспективы) Нефть-Газ-Новации 2017 №1 стр 22-26
2. Еникеев Б. Н. 40 лет оптимизационной петрофизической инверсии (горизонты и ловушки). Наука и ТЭК <http://ru.scribd.com/doc/99411921/Enikeev-Tumen-2012>, 16-18
3. Элланский М.М., Еникеев Б.Н. Использование многомерных связей в нефтегазовой геологии. Недра 1991 205 стр



## ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА КАЙНОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ШАМАХЫ-ГОБУСТАНСКОГО НГР И ИХ СВЯЗЬ С НЕФТЕНОСНОСТЬЮ

*Керимов Ф. Н. (НАНА. Институт Нефти и Газа, F\_Kerimov@mail.ru)*

### **Аннотация**

На основании анализа, имеющегося на сегодняшний день данных по физическим свойствам различных типов горных пород, принимающих участие в геологическом строении нефтяных месторождений, расположенных в пределах Джейранкечмезской депрессии, входящей как составная часть в Шамахи-Гобустанский НГР, была составлена петрографическая таблица этих пород, вычислены их средние значения, а также пределы изменения коллекторских свойств. Полученные данные позволят устанавливать границы залегания нефтяных, газовых и водоносных пластов, а также проследивать тектонические нарушения на больших глубинах.

**Ключевые слова:** Шамахи-Гобустанский НГР, Осадконакопления, Антиклинальные складки, Грязевые вулканы, Нефтегазоносность, Нефтяные месторождения, Петрографический состав пород, Коллекторские свойства.

**Текст доклада:** Накопленные за многие годы результаты геолого-геофизических, геохимических, литолого-петрографических радиометрических исследований и материалы бурения существенным образом изменили прежние представления о глубинном строении, условиях осадконакопления, палеогеографических обстановках и эволюции не только в пределах Каспийской мегавпадины, но и ее обрамления. К одному из наиболее приближенных к мегавпадине НГР в пределах Юго-Восточного окончания Большого Кавказа относится Шамахи-Гобустанский НГР.

Эта территория охватывает территорию одноименного прогиба,, который сложен в основном породами мела, палеогена и неогена, собранных в сундучные, неантиклинальные, гребневидные и веерообразные складки. Территория Шамахи-Гобустанского НГР характеризуется, наличием приуроченности разрывных дислокаций к сводам антиклинальных складок. Строение этих складок осложнено разрывами как надвигового, так и сбросового типа. В тектоническом строении имеет место многоэтажность с резко выраженной дисгармонией.

Значительное количество грязевых вулканов, таких как Демирчи, Гызылмейдан, Хаджылы, расположены в пределах Северного Гобустана, Шихзагерли, Перекишкюль (южная и северная группа) Учтепе и др. в пределах Центрального Гобустана, а также такие крупные как Тоурогай, Бююк Кянизадаг, Отманбоздаг и др. в пределах Южного Гобустана или Джейранкечмезской депрессии.

Согласно современным региональным исследованиям, Шамахи-Гобустанский прогиб, сложенный в основном глинистыми образованиями палеогена-неогена, характеризуется сложным складчато-покровным строением и южным крылом тектонически перекрывает северный борт Нижне-Куруинской впадины по Аджичай-Алятскому надвигу, являющемуся юго-восточным продолжением Ганых-Айричайского надвига. В свою очередь, северное крыло прогиба погружено под аллохтонные пластины Говдаг-Сумгайытского шарьяжа, фронтальным надвигом которому служит Занги-Гараджюзлинское нарушение - одна из ветвей Краснополяно-Зангинского разлома. Восточное продолжение аллохтонного комплекса нивелируется плиоцен-четвертичными отложениями Абшеронского периклинального прогиба, а центральная часть и южное крыло Шамахи-Гобустанской депрессии, погружаясь и расширяясь в юго-восточном направлении, выполняются мелководными плиоценовыми

осадками. Совместно со структурами Абшеронского полуострова они формируют единую Абшерон-Гобустанскую периклинальную депрессию, обращенную в сторону Южно-Каспийской впадины.

В пределах территории НГР нефтегазоносность преимущественно приурочена к породам кайнозойского возраста. К настоящему времени, в пределах рассматриваемой территории, было выявлено наличие 79 локальных поднятий.

Джейранкечмезская часть, входящая как составная часть Шамахи-Гобустанского НГР и охватывающая одноименную наложенную мульду третьего порядка с локально развитыми купаловидными и брахиантиклинальными складками, сложена преимущественно миоценовыми породами. Эта мульда широко раскрывается в юго-западном направлении в направлении моря. Все складки осложнены сбросами, к которым приурочены, выше перечисленные крупные грязевые вулканы Азербайджана. Складки ориентированы в различных направлениях, при этом их своды не совпадают со структурными, сложенными палеоген-миоценовыми породами.

В пределах этой части НГР, установленная нефтегазоносность приурочена к отложениям майкопского и чокракского возраста, а в юго-восточной части в пределах прибрежных участков, также и к продуктивной толще. Из которых открыты, и находятся в разработке 5 нефтяных месторождений. Это месторождения - Адживели, Восточный Умбаки, Дуванный, Дашгиль и Пирсаат.

На основании анализа, имеющегося на сегодняшний день данных по физическим свойствам различных типов горных пород, принимающих участие в геологическом строении нефтяных месторождений, расположенных в пределах Джейранкечмезской депрессии, входящей как составная часть в Шамахи-Гобустанский НГР, была составлена петрографическая таблица этих пород, вычислены их средние значения, а также пределы изменения коллекторских свойств. Полученные данные, позволят устанавливать границы залегания нефтяных, газовых и водоносных пластов, а также прослеживать тектонические нарушения на больших глубинах.

**Средняя степень оценки и изменение гранулометрических и коллекторских свойств Мезокайнозойских отложений Шамахи-Гобустанского нефтегазового района**

Интервал, м	Гранулометрический состав, % Фракции, мм.				Карбонажность, %	Пористость, %	Проводимость, $10^{-15}, \text{м}^2$	Плотность, г/см <sup>3</sup>		Скорость распространения волн м/сек. $V_p$
	>0,25	0,25-0,1	0,1-0,01	<0,01				Сухая	Влажная	
381-650	-	$\frac{0,03-16,9}{4,8(6)}$	$\frac{5,79-36,1}{20,3(12)}$	$\frac{58,6-94,2}{75,3(14)}$	$\frac{8,4-22,4}{16,7(14)}$	$\frac{13,8(1)}{-}$		2,31	2,39	2500
677-850	$\frac{0,1-0,3}{0,2(5)}$	$\frac{1,5-14,2}{6,4(5)}$	$\frac{33,8-63,4}{46,4(5)}$	$\frac{30,9-64,4}{46,9(5)}$	$\frac{10,8-38,0}{22,1(6)}$	$\frac{8,8-27,6}{22,03(6)}$	$\frac{23,0-49,0}{32,0(3)}$	2,33	2,40	2670
880-1050	0,7	1,5	55,6(1)	43,4(1)	$\frac{10,3-21,5}{14,03(3)}$	$\frac{2,6-8,0}{5,4(3)}$	$\frac{0,01-9,2}{0,1(2)}$	$\frac{2,42-2,56}{2,49(3)}$	$\frac{2,5-2,58}{2,54(3)}$	$\frac{3500-4000}{3700(3)}$
1095-1700	0,2	$\frac{0,1-34,5}{10,1(3)}$	$\frac{36,5-89,1}{69,4(6)}$	$\frac{13,0-41,0}{24,8(6)}$	$\frac{12,8-18,2}{14,8(7)}$	$\frac{5,92-27,58}{19,9(17)}$	$\frac{1,8-81,2}{42,1(9)}$	2,30	2,37	2700
1780-2200	$\frac{0,2-41,8}{9,5(7)}$	$\frac{14,3-35,4}{25,4(7)}$	$\frac{15,8-43,4}{31,2(7)}$	$\frac{15,3-47,5}{29,5(7)}$	$\frac{6,7-24,0}{15,1(12)}$	$\frac{7,5-19,1}{13,1(12)}$	$\frac{0,001-106,1}{50,5(12)}$	2,31	2,40	2650

2201-2520	$\frac{0,7-16,2}{9,8(3)}$	$\frac{6,4-31,6}{21,9(3)}$	$\frac{35,4-42,2}{38,7(3)}$	$\frac{13,9-57,5}{29,6(3)}$	$\frac{10,9-22,9}{17,9(11)}$	$\frac{5,5-29,9}{13,4(11)}$	$\frac{0,001-165,0}{45,4(1)}$	2,32	2,38	2500
2530-2800	$\frac{2,4-63,0}{27,6(4)}$	$\frac{3,8-49,9}{30,0(5)}$	$\frac{2,4-45,5}{25,84(5)}$	$\frac{9,2-28,6}{18,3(4)}$	$\frac{8,2-25,4}{16,2(16)}$	$\frac{5,7-24,4}{15,3(17)}$	$\frac{0,15-500,5}{150,0(6)}$	2,35(1)	2,42	$\frac{2000-2860}{2350(3)}$
2850-3197	10,3	36,9	28,2	30,7	18,4	$\frac{9,8-16,2}{14,3(8)}$	142,9	$\frac{2,23-2,54}{2,37(8)}$	$\frac{2,39-2,65}{2,47(9)}$	$\frac{2800-3600}{3200(10)}$
3205-3220	$\frac{0,01-35,5}{12,9(9)}$	$\frac{3,0-38,5}{16,3(9)}$	$\frac{1,56-34,3}{10,8(9)}$	$\frac{0,42-82,6}{19,9(9)}$	$\frac{9,3-90,7}{35,3(9)}$	$\frac{10,72-1785}{15,54(3)}$	$\frac{42,06-50,4}{46,3(2)}$	2,37	2,47	3100
3222-3605	0,3	$\frac{0,1-4,0}{1,5(4)}$	$\frac{51,8-64,2}{57,4(4)}$	$\frac{35,7-47,0}{39,5(4)}$	$\frac{6,6-19,5}{12,3(14)}$	$\frac{3,3-17,7}{8,2(14)}$	$\frac{0,001-2,0}{0,3(8)}$	$\frac{2,18-2,54}{2,44(9)}$	$\frac{2,36-2,57}{2,50(9)}$	$\frac{2700-4000}{3700(9)}$
3612-3647	$\frac{19,2-31,8}{25,5(2)}$	$\frac{28,8-37,6}{36,1(3)}$	$\frac{18,7-48,5}{33,7(3)}$	$\frac{13,9-18,4}{16,8(3)}$	$\frac{5,1-22,7}{14,1(7)}$	$\frac{2,3-19,9}{8,5(6)}$	$\frac{29,0-74,0}{50,3(3)}$	$\frac{2,13-2,56}{2,41(6)}$	$\frac{2,33-2,58}{2,50(6)}$	$\frac{2600-4000}{3500(6)}$
3739-3810	$\frac{0,1-5,6}{3,3(5)}$	$\frac{12,2-34,2}{24,6(5)}$	$\frac{22,9-85,6}{47,2(5)}$	$\frac{23,2-39,8}{31,3(4)}$	$\frac{9,3-32,9}{15,8(4)}$	$\frac{6,4-20,0}{14,1(3)}$	$\frac{2,0-155,7}{80(2)}$	$\frac{2,13-2,40}{2,28(3)}$	$\frac{2,33-2,48}{2,40(3)}$	$\frac{2600-3400}{2970(3)}$
3814-3981	$\frac{0,4-30,7}{15,6(6)}$	$\frac{21,0-41,9}{33,8(6)}$	$\frac{23,8-64,2}{39,5(6)}$	$\frac{10,2-13,7}{11,5(6)}$	$\frac{8,1-20,6}{14,2(6)}$	$\frac{12,5-21,7}{18,0(6)}$	$\frac{23,0-1647,0}{374,0(5)}$	$\frac{2,09-2,31}{2,18(6)}$	$\frac{2,31-2,43}{2,36(6)}$	$\frac{2400-3100}{2700(6)}$
4424-4475	$\frac{2,4-13,8}{8,1(3)}$	$\frac{3,97-45,9}{29,3(4)}$	$\frac{30,2-89,0}{46,6(4)}$	$\frac{7,0-26,9}{16,7(4)}$	$\frac{6,7-21,6}{10,3(6)}$	$\frac{4,5-18,1}{11,7(6)}$	$\frac{0,06-36,4}{10,9}$	2,30	2,37	2800

## Литература

1. А.А. Али-заде, Г.А. Ахмедов и др. Геология нефтяных и газовых месторождений Азербайджана. Москва, "Недра", 1966 г.
2. А.А. Али-заде, Г.А. Ахмедов., Алиев Г.М.А., Павлова В.А., Хацкевич Н.И Оценка нефтепроизводящих свойств мезо-кайнозойских отложений Азербайджана. Баку, "Елм", 1975, с.140.
3. . Ахмедов Г.А. – Геология и нефтеносность Гобустана. Азнефтеиздат, Баку, 1957, с.297.
4. Салаев С.Г. – Оligоцен-Миоценовые отложения Юго-Восточного Кавказа и их нефтегазоносность. Баку, 1961, с.253.
5. . Кастрюлин Н.С., Мамедов С.Б., Эфендиев А.А. Перспективы нефтегазоносности Палеоген-Миоценовых отложений Западного Апшерона и очередные задачи поисково-разведочного бурения. АНХ. 1991, №8, с.1-7.
6. Мамедов С.Б., Керимов В.Ю., Гаджиев З.Р. – К перспективам нефтегазоносности миоценовых отложений Джейранкечмеской депрессии и прилегающей акватории (в свете новых данных). Уч.запись АЗИнефтехима, 1977, №4, с.7-10.
7. Эфендиев А.Г, Банк данных по глубокому поисково-разведочному бурению ЮВ части Гобустана за 1995 г. Баки, Kompleks Geoloji Kəşfiyyat və Topoqrafiya İdarəsinin fondu.
8. Эфендиева М.А.О перспективах Юго-Восточного Гобустана, 2007, Геология нефти и газа № 3, с.13-18.
9. Отчет о работе сейсмической партии 6/75 в ЮВ Гобустане на площадях Восточный Чеилахтарма-Сангачал Азерб.Республики. Фонд НИИ ГНКАР, Баку, 1975.

## ОБЗОР ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ В КИТАЕ

*Ли Кай*

*(МГУ имени М.В.Ломоносов, kaikaili@mail.ru)*

### Аннотация

В данный момент китайские крупные месторождения такие, как Дацин, Шэнли, Карамай и т.д., вступают в средне-позднюю стадию разработки, добыча из этих месторождений нефти по годам снижается. В то время новые разведанные запасы нефти прибавляются медленно, себестоимость и трудность разведки увеличивается. Для обеспечения государственной энергетической безопасности с одной стороны требуется развивать новые виды энергии, а с другой следует обеспечить разнообразность импорта и стабилизировать внутристранное производство. Третичные методы в Китае были хорошо изучены, особенно полимерное заводнение, оно уже применено на разных месторождениях.

**Ключевые слова:** энергетическая безопасность, КНР, месторождение, полимерное заводнение, обводненность.

Среди третичных методов увеличения нефтеотдачи (МУН) химические методы занимают важное место, из них полимерное заводнение является одним из самых эффективных и перспективных. Механизм данного метода заключается в добавлении в закаченную воду высокомолекулярные полимеры, повышающие вязкость вытесняющего флюида, выравнивающие профиль вытеснения, увеличивающие коэффициент охвата, и в конце концов повышается коэффициент извлечения нефти (КИН). С 50-ых годов в США начали изучать полимерное заводнение, провели лабораторные исследования и промышленные эксперименты. С 1970 г. в СССР, Канаде, Бразилии, Омане и т.д. также проводились исследования полимерного заводнения.

Месторождения в Китае в основном располагаются в осадочных бассейнах накопленных континентальными отложениями, неоднородность значительна, среда осаждения сложная, нефть сравнительно вязкая, эти признаки обуславливают полимерное заводнение. По данным 25 главных месторождений средний коэффициент извлечения нефти с помощью заводнения водой составляет лишь 34,2%, количество остаточной нефти значительно. С 1972г. на месторождении Дацин были проведены промышленные эксперименты по полимерному заводнению, после этого на месторождениях Шэнли, Даган, Хэнань, Карамай и т.д. начались пилотные и промышленные эксперименты. До сих пор эта технология стала одной из самых важных способов по повышению нефтеотдачи, и Китай стал лидером в мире по масштабу и эффекту полимерного заводнения.

Месторождение Дацин находится на северо-востоке Китая, было открыто в 1959 г., и начало свою разработку в 1960 г. Нефть Дацин относится к типам парафинового основания. С 1972 г. - 1991г. начали исследовать полимерное заводнение, и были получены обнадеживающиеся результаты. С 1996г. началась промышленная реализация полимерного заводнения, средний коэффициент извлечения нефти прибавляется над заводнением водой на 12%. На основе полимерного заводнения еще продвинулась система “щелочь-ПАВ-полимерное заводнение”.

На месторождении Шэнли испытания полимерного заводнения начались в 1992 г. на площади Гудао. Затем испытания были продолжены в других частях месторождения с различными коллекторскими свойствами. Характерной особенностью месторождения Шэнли является то, что его площади существенно отличаются друг от друга по свойствам пластовых флюидов, коллекторским свойствам, пластовой температуре. Пласты сложены рыхлыми песчаниками с высокой проницаемостью (более 1000 мД) и пористостью выше 30%. Здесь было решено применять оторочки малого объема с высокой концентрацией



полимера (более 0,15%). Пилотный участок включал 40 нагнетательных и 85 добывающих скважин. Средний дебит нефти добывающих скважин составлял 10 т/сут. при обводненности 94%. Текущий КИН достиг 38,1%, прогнозный (при обводненности 98%) — 43,8%.

Месторождение Карамай отличается от других месторождений конгломератным типом коллектора, обладающим значительную неоднородность и сложную поровую структуру. На поздней стадии разработки обводненность пластов в среднем превышает 80%, под землей еще остается большое количество нефти. С 1970 г. начались лабораторные исследования, а затем пилотные промысловые эксперименты. Были анализированы и разработаны варианты полимерного заводнения для месторождения с коллекторами конгломератного типа. По прогнозу полимерное заводнение может повысить КИН на 12%.

Опыт применения полимерного заводнения в Китае показывает, что закачка полимерного раствора может снизить обводненность месторождения, повысить добычу нефти больше чем на 10%. При реализации данной технологии существуют и некоторые проблемы: когда полимерный раствор вступает в пласт, под высокой пластовой температурой происходит деструкция и гидролизация полимеров, снижающая их стабильность; высокая минерализация пластовой воды уменьшает вязкость полимерного раствора, соответственно объем закачки увеличивается и расход растет. И так следует в дальнейшем разработать термостойкие и солеустойчивые полимеры, чтобы ограничение применения полимерного заводнения стало меньше.

#### Литература

1. Силин М.А., Магадова Л.А., Толстых Л.И., Давлетшина Л.Ф. Химические реагенты и технологии для повышения нефтеотдачи пластов: Учебное пособие. - М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015 - 145с.
2. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. -М.: Недра, 1985.-308 с.
3. Chen Yihe, Ye Jigen, Zhou Ying, Zhu Hongyun, Liu Tianyu, Song Shun Yao. Technology for development of high watercut oil reservoir by polymer flooding in Dagang Oilfield // Oil Drilling & Production Technology, May 2015. Vol. 37 No. 3: 98-102.
4. Wang Demin, Cheng Jiecheng, Wu Junzheng, Wang Gang. Application of polymer flooding technology in Daqing Oilfield // Acta Petrolei Sinica, 2005. Vol.26 No.1: 74-78.
5. Xueying Hou, Lianfeng Zhang, Yue Fang, Ying Xiong, Wenjing Li, Fang Wang. Application Effect Evaluation of Polymer Flooding Technology in High Temperature Reservoirs in Henan Oilfield // IFEDC-20183208.

## ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ПОРОД СИЛУРИЙСКОГО ВОЗРАСТА ЮЖНОГО СЕГМЕНТА ПРЕДУРАЛЬСКОГО ПРОГИБА (Г. КУВАНДЫК)

*Монакова А.С. \* (РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, e-mail: a.monakova@mail.ru), Осипов А.В. (РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, e-mail: osipov.a@gubkin.ru), Бондарев А.В. (РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, e-mail: jcomtess@yandex.ru), Минлигалиева Л.И. (РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, e-mail: liana\_abril@mail.ru)*

### Аннотация

В работе представлены результаты изучения методом Rock-eval VI образцов пород, отобранных на восточном борту южного сегмента Предуральского прогиба. Был установлен генерационный потенциал этих пород, а также впервые в данном регионе нефтематеринскими породами были установлены аргиллиты силурийского возраста.

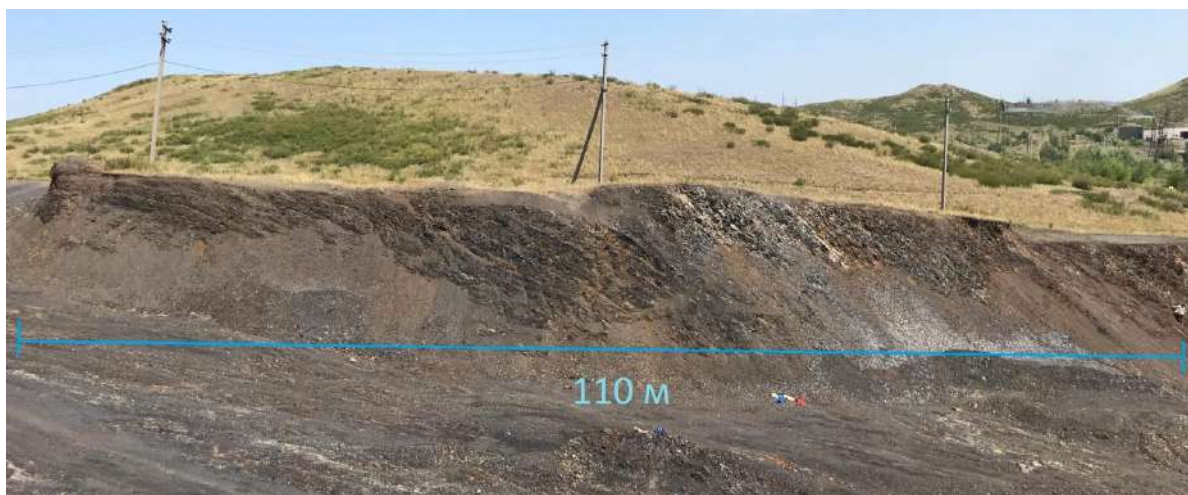
**Ключевые слова:** Нефтематеринская порода, нефтегенерационный потенциал, аргиллит, горные породы, силурийская система, Предуральский прогиб, Оренбургская область.

В 2018 г. коллективом кафедры теоретических основ поисков и разведки нефти и газа РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина были проведены полевые экспедиционные работы в пределах южного сегмента Предуральского прогиба. Одной из основных задач полевых работ являлся отбор для полноценной качественной и количественной геохимической характеристики пород силурийского возраста (сакмарская свита), выходящих на поверхность на восточном борту южного сегмента прогиба. По результатам единичных исследований 2017 г. (3 образца) было установлено, что эти толщи, возможно, обладают богатым генерационным потенциалом [1]. Геохимические исследования отобранных образцов, проведенные в 2018г., подтвердили это предположение и позволили полноценно охарактеризовать потенциал этих материнских толщ.

Карьер, в котором был изучен разрез, расположен в городе Кувандык, Оренбургская область. Рассматриваемый карьер является действующим, поэтому время воздействия атмосферных эффектов на породы, выходящие на поверхность, тут минимально, что, по-видимому, сыграло не последнюю роль в сохранности ОВ. Для изучения была выбрана восточная стенка карьера, как самая протяженная и имеющая наибольшую видимую мощность отложений (рис. 1). Стенка карьера была поделена на пикеты по 10 м. Образцы отбирались через каждые 0,5 м истинной мощности и нумеровались по шаблону №Пикета/№Образца так чтобы последний образец одного пикета, был первым образцом следующего пикета. Образцы отбирались с глубины не менее 20 см от поверхности, чтобы уменьшить атмосферное и ультрафиолетовое воздействие. На каждом пикете было отобрано от 4 до 10 образцов. Всего было отобрано 78 образцов горных пород.

Перед проведением аналитических геохимических исследований отобранных образцов были поставлены следующие задачи:

- идентификация в разрезе материнских пород;
- определение основных характеристик материнских толщ;
- определение исходного генерационного потенциала материнских пород.



**Рисунок 1** – Карьер в г. Кувандык. Восточная стенка

Исследования органического вещества включали в себя подготовку образцов к исследованиям (измельчение и гомогенизация образцов пород) и, собственно, пиролитические исследование образцов пород с помощью установки Rock-Eval 6.

Было установлено, что содержание общего органического углерода (ТОС, %) для все образцов составляет больше 0,5%, следовательно, все образцы можно отнести к нефтематеринским. Стоит отметить, что большая часть образцов имеет значения ТОС больше 3%, значит, эти образцы можно отнести к классу превосходных нефтематеринских пород. По значениям T<sub>max</sub> (температура максимального выхода углеводородов в пике S<sub>2</sub>) делаем вывод, что часть образцов является незрелыми и органическое вещество этих пород обладают III типом керогена, так как HI (мг УВ/г породы) попадает в диапазон 50-200 мг УВ/г породы, такое органическое вещество генерирует газообразные углеводороды.

В рамках настоящей работы впервые с использованием современных аналитических методов были выявлены и изучены нефтематеринские породы силурийского возраста. По генерационному потенциалу данные породы относятся к классу богатых нефтематеринских пород, содержащих III тип керогена, генерирующего, преимущественно, газообразные углеводороды.

Исследования проведены при финансовой поддержке Минобрнауки РФ задание № 5.2907.2017/4.6 (проектная часть государственного задания в сфере научной деятельности).

### Литература

1. Осипов А.В., Бондарев А.В., Мустаев Р.Н., Монакова А.С., Захарченко М.В., Минлигалиева Л.И. Результаты геолого-съёмочных работ на восточном борту южной части Предуральяского прогиба // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка, 2018, №3. - С. 42-50
2. Kuznetsov, N.B., Kerimov, V.Y., Osipov, A.V., Bondarev, A.V., Monakova, A.S. Geodynamics of the Ural Foredeep and Geomechanical Modeling of the Origin of Hydrocarbon Accumulations // Geotectonics, 2018, Vol. 52, Issue 3, PP. 297-311.

## ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПЛАСТОВ D01 – D07 МЕСТОРОЖДЕНИЯ «Efi FIELD», ДЕЛЬТА НИГЕРА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ И ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИЗМЕРЕНИЙ

*Оффiong Майкл Бассей\* (РУДН, effiong1985@gmail.com)*

### Аннотация

Нигерия, как и большинство африканских стран, богата природными минеральными ресурсами. На протяжении многих лет, это положительно сказывалось на экономическом потенциале развивающихся стран африканского континента. Богатые месторождения полезных ископаемых встречаются во всех компонентах геологии Нигерии (Породы фундамента, Младшие граниты, осадочные бассейны). Месторождения твердых полезных ископаемых, таких как золото, железная руда, касситерит, колумбит, вольфрамит, пироклорит, монацит, мрамор, уголь, известняк, глина, барит, свинец-цинк и т.д., имеют важное экономическое значение и встречаются в различных геологических сегментах Нигерии.

Месторождение Efi-field расположено в пребрежных зон дельта Нигера. Месторождение было открыто в 1992 году компанией Chevron Nigerian Limited (CNL). Все петрофизические анализы данного исследования были проведены на основе данных геофизических исследований в скважине, полученных из скважин Efi-01, Efi-02 и Efi-03, пробуренных в месторождении Efi, в прибрежной зоне дельты Нигера, Нигерия.

**Ключевые слова:** дельта, бассейн, осадочный, месторождение, плотность

### Введение

Месторождение Efi-field расположено в пребрежных зон дельта Нигера. Месторождение было открыто в 1992 году компанией Chevron Nigerian Limited (CNL). Все петрофизические анализы данного исследования были проведены на основе данных геофизических исследований в скважине, полученных из скважин Efi-01, Efi-02 и Efi-03, пробуренных в месторождении Efi, в прибрежной зоне дельты Нигера, Нигерия. Первая скважина, Efi-01, была пробурена как вертикальная разведочная скважина до общей глубины 13,278 ftMD в целях тестирования трехходового поперечного сброса, а вторая и третья скважины, Efi-02 и Efi-03, были пробурены в целях описания величины резервуара.

Район Дельты Нигера находится на континентальном склоне Гвинейского залива между 30 и 60 северной широты и 50 и 80 западной долготы. Это густонаселенный район, который насчитывает девять (9) нефтедобывающих штатов: Байельса, Дельта, Риверс, Абиа, Кросс-Ривер, Эдо, Имо и Ондо. Дельта является одной из самых крупных в мире, охватывая континентальный массив около 70,000 км<sup>2</sup>. Считается, что регрессивный механизм кластических отложений достигает максимальной толщины, которая составляет 12 км. Подтверждено, что накопление морских отложений в бассейне началось в альбский век, после появления Южного Атлантического Океана между Африкой и Южной Америкой.

### Общая Геологическая структура дельта Нигера

Геологическое строение дельты реки Нигер сложено из пород мезозойского и кайнозойского возраста. Отложения верхнего мезозоя представлены породами мелового возраста, залегающих с угловым и стратиграфическим несогласием на породах архея. Геологический разрез отложений начинается с нижнего мела (K1), широко распространены осадки верхнего мела (K2), палеогенового (P1 - P3), неогенового (N2) и четвертичного периодов.

Геологическая структура современной дельты Нигер имеет бассейновую структуру, определяющуюся внутренней экстенциональной зоной листрических разломов под внешней частью шельфа, поступательными зонами диапиров и сланцевых гребней под верхней частью склона, а также более низкой компрессионной зоной. Лито-стратиграфические единицы



определены в недрах дельты Нигер, в возрасте, отражающем общую регрессию условий осадконакопления в пределах дельты. Дельта состоит из трёх широких формаций, а именно:

- I. Формация Benin (Олигоцен до настоящий),
- II. Формация Agbada (эоцен до настоящий) и
- III. Формация Akata (палеоцен до настоящий).

Эти образования представляют собой слои осадконакопления, отличающиеся в основном на основе их песчано-глинистых соотношений.

#### **Литологические-Стратиграфические Подразделения Месторождения Efi - Field**

Геологическое строение «Efi-Field» сложены породы кайнозойского возраста. Геологический разрез отложений начинается с палеогенового (P1 - P3), неогенового (N2) и четвертичного возрастов как показано в рисунке 1.

#### **Тектоника дельты Нигера**

В тектоническом строении дельты Нигера выделяется два структурно-тектонических слоя: нижний - докембрийский кристаллический фундамент и верхний - представленный комплексом пород платформенного чехла.

Нижний Структурный слой: Докембрийский кристаллический фундамент представлен несколькими блоками, отвечающими разным этапам докембрийской складчатости. Контакты между ними не всегда однозначны, но как правило, носят тектонический характер.

Верхний структурный слой: Осадочный чехол формирует верхний структурный слой. По времени его образования и условиям осадконакопления выделяются несколько типов-протерозойский осадочный чехол, Фанерозойский осадочный чехол, мезозойский и кайнозойский осадочный чехол. Осадки, составляющие данный осадочный чехол представлены напластованием толщ мелового, палеогенового, палеоген-четвертичного и четвертичного возрастов. В толще имеются определенные особенности:

-Меловые отложения представлены соленосной, карбонатной и терригенно-карбонатной формациями.

-Отложения сенонского надъяруса носят синрифтовый характер и относятся к карбонатной и терригенно-карбонатной формациям. Таким образом, заложение Нигерийского авлакогена отвечает второй половине верхнего мела.

#### **Петрофизические характеристики пород пласта D объекта Efi-Field**

Все петрофизические анализы данного исследования были проведены на основе данных геофизических исследований в скважине, полученных из скважин Efi-01, Efi-02 и Efi-03, пробуренных в месторождении Efi, в прибрежной зоне дельты Нигера, Нигерия. Для петрофизической оценки были использованы доступные данные каротажа: данные Гамма-каротажа, Нейронного каротажа, Акустического каротажа и снимок внутреннего цилиндра. Для этой оценки использовалась следующая последовательность:

- Сортировка, подготовка и загрузка данных (стандартный файловый формат LAS) в TechLog; Контроль Качества Данных и Стандартизация Бурового Журнала
- Предварительная оценка температуры в пласте
- Оценка удельного электрического сопротивления (УЭС) пластовой воды на графике Pickett
- Пластовые параметры (плотность минерального скелета и плотность флюида,  $\alpha$ ,  $m$ ,  $n$  и т.д.)
- Анализ объема глинистости с использованием комплексных каротажных диаграмм
- Модели оценки водонасыщенности
- Распределение флюида
- Расчет граничных параметров и осредненных коллекторских свойств.

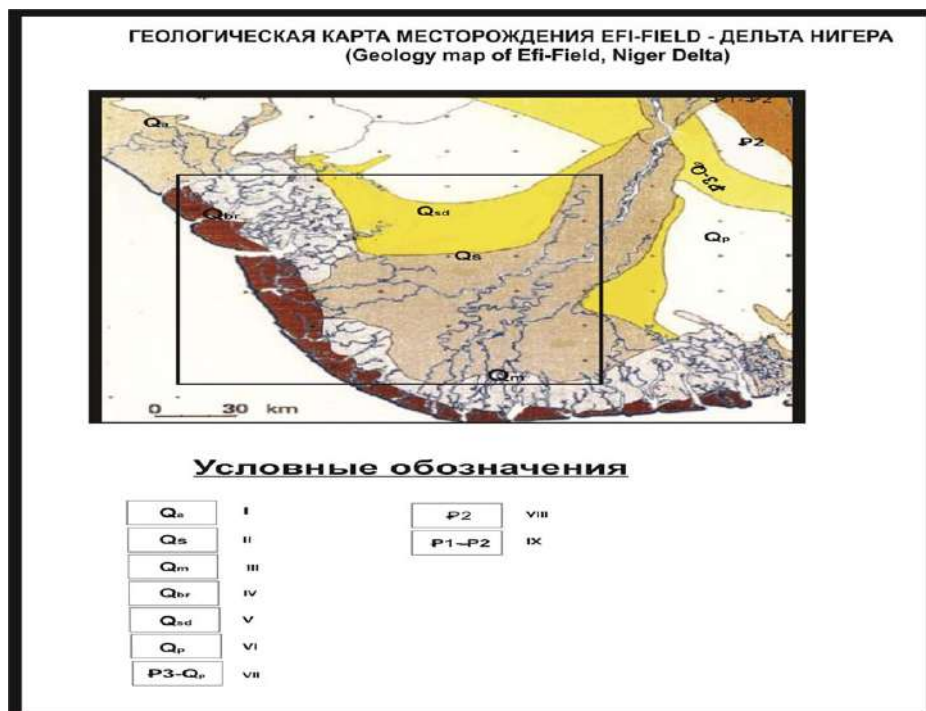


Рисунок 1. Геологическая Карта месторождения Efi-Field, Дельта Ниегра, Нигерия (Reijers 2011).

- I Аллювий (*alluvium*)
- II Глинистые пески, глина (*Clay sand, clay*)
- III Пески, глина (*Sand, clay*)
- IV Пески, гальки (*Sand, pebbles*)
- V Пески, глины и мангровое болота (*Sand, clay, Mangrove swamps*)
- VI Пески, мелкозернистые, глины (*Sand, fine-grain clay*)
- VII Песчаник, глина (*Sandstones, clay, shale*)
- VIII Пески, Лигниты (*Sands, lignite*)

### Литература

1. Tiab, D. & Donaldson, E. C. (2004) *Petrophysics: Theory and practice of measuring Reservoir Rock and Fluid Transport* (2<sup>nd</sup> Edition) 2001 Gulf Professional Publishing, U. S.A
2. Archie, G.E. 1942. "The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics". *Journal of Petroleum Technology*. 5:54-62.
3. Doust, H., and Omatsola, E. (1990). Niger Delta, in, Edwards, J. D., and Santogrossi, P. A., Eds., *Divergent/Passive Margin Basins*, AAPG Memoir 48: Tulsa, American Association of Petroleum Geologists, Pg. 239-248.
4. Short, K. C., and Stauble, A. J. (1965). *Outline of Geology of Niger Delta*: American Association of Petroleum Geologists Bulletin Vol. 51, Pg. 761-779.

## КРАТКАЯ КОЛЛЕКТОРСКАЯ И ПЕТРОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕЗОКАЙНОЗойСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ КУРИНСКОЙ ВПАДИНЫ

*Пашаев З.М\*. (Азербайджанский Государственный Университет Нефти и  
Промышленности, e-mail: zulfugar.pashaev@mail.ru)*

### Аннотация

В настоящей статье приведены результаты комплексного изучения петрофизической и петрохимической характеристика пород на большой глубине в центральной части Куринской впадины. Анализа и интерпретации коллекторских и петрохимических исследований более тысячи образцов осадочных и магматических пород из глубокоразведочных скважин площадей Сааты, Кюрсанги, Гарамарям, Мурадханлы, Джафарли, Зардаб и Тарсялляр, входящих в Куринскую впадину. В результате анализа и интерпретации геолого-геофизических и петрофизических материалов установлено, что нефтегазоносные коллекторы в основном являются трещиноватыми вулканогенно-осадочными и карбонатными породами мелового отложения. Приведенные краткие петрофизические и петрохимические характеристики пород разреза Куринской впадины, показывают, что все разновидности пород характеризуются идентичным составом, одинаковой степени метаморфических преобразований.

**Ключевые слова:** горные породы, свита, ористость, глубина, скважина, плотность, петрофизика, горизонт, бурение скважин, геофизика, нефтегазонакопление.

По Куринской впадине изложены результаты изучения глубинного строения впадины. По данным ГСЗ и КМПВ поверхность консолидированной коры погружается на глубину 17-20 км. Из них на долю отложений третичных и четвертичных систем приходится около 10 км, а оставшуюся 7-10 км толщю должны отнести к образованиям мезозойской системы.

Изучение вещественного состава, строения и коллекторских свойств пород на различных глубинах земной коры с помощью сверхглубокого бурения открывает большие перспективы для разработки методов надежной геологической интерпретации результатов сейсмических и других методов геолого-геофизических исследований.

Приведены результаты обобщения, анализа и интерпретации коллекторских и петрохимических исследований более тысячи образцов осадочных и магматических пород из глубокоразведочных скважин площадей Сааты, Кюрсанги, Гарамарям, Мурадханлы, Джафарли, Зардаб и Тарсялляр, входящих в Куринскую впадину [3].

Изучены закономерности изменения физических свойств и геохимических характеристики эффузивных и терригенных пород большинства Куринской впадины как по латериали, так и по глубина.

На площади Кюрсинги исследования проводились от ПТ до древнекаспийского отложения включительно. Составлены соответствующие таблицы и гистограммы, отображающие закономерные изменения физических свойств разнотипных пород по стратиграфическим подразделениям. Отмечается, что карбонатные глинистые породы ПТ сильно подвергались равностепенной изменчивости, что существенно повлияло на их физические свойства. Определено, что в горизонтах II-VI, IX-XII ПТ высокоомные породы – коллекторы являются наиболее нефтегазонасыщенными.

В Мурадханлинской структуре изучены глины, алевролиты, песчаники, доломиты, известняки, туфы и порфириты верхнемелового возраста до четвертичных отложений включительно. Здесь наиболее достаточно изучены вулканогенные песчаные туфы, аргиллиты и песчаники верхнемелового возраста толщиной 2000 м. Составлены таблицы,

отражающие изменения физических свойств разнотипных пород. Выявлено, что порфириты верхнемелового возраста делятся на три группы: низко-, средне- и высокоплотные. Соответственно этому изменяются их пористость и скорость ультразвуковых продольных волн.

В связи с решением проблемы нефтегазоносности мезозоя и открытием в Среднекуринской впадине залежи нефти на площади Мурадханлы, приуроченной к локальной структуре обусловленной выступом фундамента возникла необходимость изучения накопленного материала глубокого бурения и геофизических исследований в этом регионе.

На площади Зардаб исследованы известняки, карбонатные глины, аргиллиты и алевролиты мезо-кайнозойского возраста. Эти породы слабомагнитные. На площади Джафарли исследованы аргиллиты, алевролиты, мергели и песчаники эоценового возраста. Анализ геологического материала на площади Джафарлы позволило уточнить ее геологическое строение. На площади Гарамарям исследованы глины, песчаники и алевролиты ПТ и абшеронского яруса. Подробно дается характеристика физических параметров пород по стратиграфическим подразделениям. На площади Тарсдяллар подробно изучены породы, принимающие участие в палеоцен-эоценовых отложениях.

В результате анализа и интерпретации геолого-геофизических и петрофизических материалов установлено, что нефтегазоносные коллекторы в основном являются трещиноватыми вулканогенно-осадочными и карбонатными породами мелового отложения.

Полученные результаты петрофизических и петрохимических исследований позволяют применять их и на других площадях Куринской впадины [1-4].

Исследования физических свойств и геохимических характеристик пород земной коры в районе Куринской впадины комплекс методов геофизических исследований скважин (ГИС), петрофизики и геохимии охватили интервал глубин 100-8000 м и дали возможность выявить важные закономерности между вещественным составом осадочных и вулканогенных образований.

Изучены закономерности изменения физических свойств и петрохимических характеристика эффузивных и терригенных пород большинства структур Куринской впадины как по латерали, так и по глубина.

Петрохимическая характеристика вулканогенного разреза Саатлинской сверхглубоких скважин основана на результатах количественного спектрального анализа выполненного в разных научных исследовательских лабораториях. На комплекс элементов (K, Rb, Sr, Ba, Ti, Zr, Y, V, Cr, Co, Ni, Cu, Zn, Pb) проанализировано более

400 проб. Выбор элементов для геохимических и петрофизических исследований проведен на основании предварительных более многочисленных приближенно-количественных определений с учетом выявленных содержаний и их вариаций.

Главный фон составляет умеренно кислые эффузивы с подчиненным количеством андезитов, среди которых залегают, по видимому, платовые и секущие тела базитов.

В целом разрез геохимически однороден и имеет фемафильную специализацию. Содержания большинства элементов обнаруживают закономерные, по весьма небольшие изменения от основных пород к кислым.

Вскрытые Саатлинской сверхглубокой скважиной в интервале глубин 6800-8200 м дациты и радиодациты по микроэлементному составу (K, Rb, Sr, Zr, Y, Gr, Co, Ni) практически не различимы. Наиболее широко распространенные в разрезе закономерностями их геохимической эволюции в процессе формирования юрских вулканогенной толщи. В целом все вулканогенные породы разреза относятся известково-щелочной сери.



В этом интервале физические параметры меняются таким образом: плотность в пределах от 2,70 г/см<sup>3</sup> до 2,87 г/см<sup>3</sup>; пористость 0,77% до 1,21; скорость продольных волн от 4500 м/с до 5000 м/с. Изменение плотностных характеристик в большом диапазоне объясняется присутствием в отдельных частях породы магнетита и гематита.

Широко распространённые в данном интервале глубин вторичные кварциты, образовавшиеся в результате гидротермальной переработки так же умеренно кислых вулканитов, идентичны по характеру распределения микроэлементов неизменённым или слабоизменёнными породами. Исключение составляет группа щелочно-земельных элементов (Sr, Ba), так как в процессе окварцевания происходит резкое увеличение концентраций стронция и уменьшение, более щелочного, бария (Sr, Ba сменяется от 0,3 до 3,0). Наблюдается также некоторое понижение содержания меди и цинка в результате метасоматических процессов.

Все разновидности пород подвержены метаморфическим преобразованиям – окварцеванию альбитизации-серцитизации. Все эти процессы развиваются как в основной массе путем расстеклования вулканических стекол, так и путем частичного, а иногда полного замещения первичных породообразующих материалов.

Петрохимические особенности вулканических пород охарактеризованы силикатными анализами, которые в целом подтверждают модель установленную принадлежностью большинства вулканических пород исследованного интервала разреза скважины и кислыми породами (дацитом и риодацитом).

Приведенные краткие петрофизические и петрохимические характеристики пород разреза Куринской впадины, показывают, что все разновидности пород характеризуются идентичным составом, одинаковой степени метаморфических преобразований.

В целом исследуемый участок характеризуется средними значениями петрофизики и петрохимический характеристики с большим интервалом меняется.

Таким образом, для пород основного состава снизу по разрезу наблюдается смена известково-щелочных базальтов островоздушными талеинтами и далее талеинтами континентов. При этом непрерывное повышение концентраций титана, циркония и иттрия, по видимому, связано с выносом все более перекрытых магм.

На основании обобщения полученных экспериментальных данных по ГИС и петрофизике вулканогенную толщу до глубины 8000 м можно расчленить в соответствии с вещественного состава пород на несколько участков [5-7].

По результатам статистической обработки определены формы законов распределения, количественная оценка отдельных параметров и проведено сопоставление физических и геохимических параметров для отдельных разновидностей пород и стратиграфических подразделений, изучена их выдержанность по региону.

Установлены парные зависимости между физическими параметрами для отдельных разновидностей пород, зависимости между физическими свойствами и вещественным составом, показывающим близость их к линейному с высокой теснотой связи. Исследования проводились в атмосферных и термодинамических условиях.

В настоящей статье приведены результаты комплексного изучения петрофизической и петрохимической характеристика пород на большой глубине в центральной части Куринской впадины.

### Литература

1. Али-заде А.А., Ахмедов Г.А., Ахмедов А.М., Алиев А.К., Зейналов М.М. – Геология нефтяных и газовых месторождений Азербайджана. // Изд.: Недра, 1966. – 390 с.
2. Кожевников Д.А. Петрофизическая инвариантность гранулярных коллекторов. // Геофизика.- 2001 - № 4. 31-37 с.

3. Гурбанов В.Ш., Султанов Л.А. О нефтегазоносности мезозойских отложений Азербайджана. // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 16. С. 7-13.

4. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых (под редакцией Н.Б. Дорман).-М.; Недра, 1976 г., 527 с

5./Гурбанов В.Ш., Бабаев М.С., Султанов Л.А., Рустамова Р.Э. « Краткая геолого-геофизическая характеристика разреза земной коры района Саатлинской сверхглубокой скважины СГ-1». Журнал—Азербайджан геологу. №16, 2012. с.31-37

6. Гурбанов В. Ш., Нариманов Н. Р., Султанов Л. А., Бабаев М. С. Геологическое строение и коллекторские свойства мезокайнозойских отложений Джарлы-Саатлинского нефтегазоносного района на больших глубинах. // Известия Уральского государственного горного Университета. 2016, № 2(42), стр. 25-27.

7. Lebedev T.S. Model studies of physical properties of mineral matter in high pressure–temperature experiments. – Phys. Earth and Planet. Inter., 1980, vol. 25, p. 292-303.

## ВЛИЯНИЕ СОСТАВА КОРОВЫХ СРЕД НА МИКРОЭЛЕМЕНТНУЮ КОМПОНЕНТУ НЕФТИ

*Родкин М.В.\* Институт проблем нефти и газа РАН, Институт теории прогноза землетрясений и математической геофизики РАН, rodkin@mitp.ru*  
*Пуланова С.А. Институт проблем нефти и газа РАН, punanova@mail.ru*

### Аннотация

Рассматривается вклад элементного состава земной коры разных уровней – нижней, средней и верхней в микроэлементную (МЭ) компоненту нефти на основе расчетов корреляционных зависимостей между логарифмами концентраций МЭ в различных геохимических средах (нефтях, углях, горючих и черных сланцах, а также в глинах, органическом веществе (ОВ) различного типа, биоте) и элементным составом коры. Показан полигенный характер МЭ состава нефти, отличия между корреляционными зависимостями состава земной коры и МЭ составом нефтей нефтегазоносных бассейнов (НГБ) различного онтогенеза нефтеобразования от аналогичных связей с составом иных каустобиолитов.

**Ключевые слова:** микроэлементы, нафтиды, углеводороды, земная кора, коэффициенты корреляции.

Все разнообразие геологических процессов, происходивших при захоронении первичного исходного для нефтеобразования ОВ и при последующем преобразовании углеводородов (УВ), отражено в особенностях состава нефти, в частности, в содержании и соотношениях МЭ.

Наличие нескольких источников поступления МЭ в нафтиды доказывается многими фактами. Согласно [1, 2 и др.], большая часть МЭ состава нефтей унаследована от исходного ОВ осадочных пород, о чем свидетельствует доминирующая доля среди МЭ нефтей «биогенных» (по А.П. Виноградову) элементов и достаточно высокая корреляция между содержанием МЭ в нефтях и средним составом живого вещества. Другие МЭ могут быть привнесены в нефть из вмещающих горных пород и пластовых вод. При этом часть МЭ нефтей может указывать на наличие глубинного источника, по крайней мере, на уровне нижней коры [3 и др.].

Полигенный характер МЭ состава нефтей подтверждается и констатацией законов распределения, рассчитанных нами для содержаний 16 МЭ в нефтях НГБ по 85 выборкам. Содержания МЭ в нефтях различного возраста и различных регионов подчиняются совершенно разным законам – нормальному и логнормальному. Установление закона распределения имеет большое генетическое значение, так как условия возникновения нормального и логнормального распределения обусловлены реализацией различных механизмов их формирования. Такое разнохарактерное распределение концентраций элементов в нефтях, на наш взгляд, косвенно свидетельствует о возможно различном их генезисе в нефтях – влиянии либо одного фактора (глубинного или биогенного), либо совместно нескольких.

Удовлетворительно подробные данные о МЭ составе различных нефтей, иных каустобиолитов и других природных образований удается получать благодаря использованию масс-спектрометрического метода с индуктивно связанной плазмой (ICP-MS). Естественно, даже и с применением этого метода определение содержания МЭ в образцах остается довольно трудоемкой и дорогостоящей задачей. Тем не менее, на основании данных ICP-MS анализа могут быть получены достаточно убедительные результаты интерпретации МЭ состава нефтей.

В докладе дан обзор корреляционных зависимостей между логарифмами концентраций МЭ в различных геохимических средах (нефтях, углях, горючих и черных сланцах, а также в глинах, ОВ различного типа и биоте) по данным [3–7] в сравнении со средним химическим составом верхней, средней и нижней континентальной коры по данным [8, 9]. В исследование включены нефти НГБ, характеризующихся различным онтогенезом нафтидообразования. Это нефти Ромашкинской группы месторождений Татарского свода Волго-Уральского НГБ, где нефтегазоносные комплексы залегают непосредственно на фундаменте, и нефти месторождений Шаимского и Нижнеобского районов Западно-Сибирского НГБ, расположенных вблизи триасовых

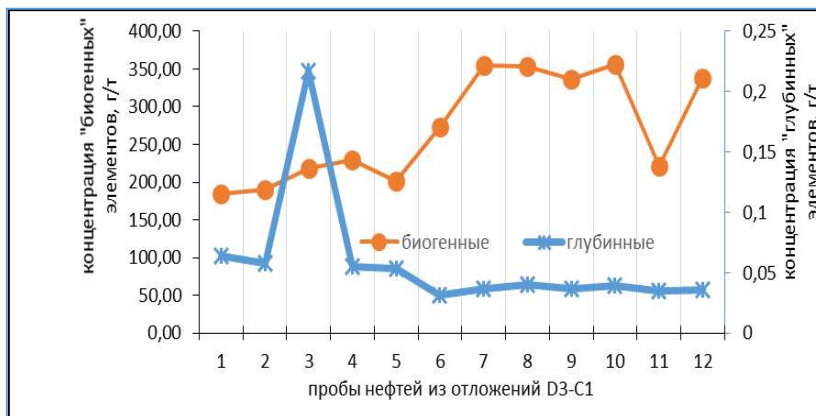
рифтов, гранитоидных массивов и флюидопроводящих разломов в фундаменте вблизи Уренгой-Колтогорского разлома или его ветви. Кроме того, были обобщены данные по содержанию МЭ в так называемых молодых нефтях; в качестве таковых использовались результаты по нефтям месторождений Западно-Камчатского НГБ и нефтепроявлениям в районе кальдеры вулкана Узон.

Для большинства каустобиолитов и для глин максимальная и весьма высокая корреляция была получена со средним составом **верхней континентальной коры**, что объяснимо. Эти каустобиолиты верхнекорового образования. Характер коэффициентов корреляции между изучаемыми параметрами для нефтей группы Ромашкинских месторождений и Шаимско-Нижнеобского региона оказался близким. Для этих нефтей выявлена более тесная связь их МЭ состава с составом **нижней коры**. Для молодых нефтей кальдеры вулкана Узон на Камчатке такая тенденция отсутствует, и проявляется более тесная связь со средним составом **верхней и средней коры**, при этом для статистически более надежных данных по МЭ составу гидротермальных вод кальдеры вулкана Узон наблюдается более тесная связь со средним химическим составом **верхней коры**. Данные по МЭ составу нафтидов Камчатки (бассейновых нефтей и нефтей кальдеры вулкана Узон) и термальных вод кальдеры Узон не противоречат выводам многих исследователей, сделанных на основе биомаркерных УВ показателей о раннекатагенетическом онтогенезе УВ скоплений Камчатки (и иных областей активной гидротермальной деятельности).

Для ряда скважин Ромашкинского месторождения известны признаки современной их подпитки УВ [10], при этом отмечается недостаток ресурсов близлежащих потенциально нефтематеринских пород для обеспечения запасов этого уникального месторождения. В связи с этим был проведен возможно более подробный анализ характера корреляционных связей МЭ состава нефтей Ромашкинского месторождения со средним составом других каустобиолитов, биоты и со средним химическим составом нижней, средней и верхней континентальной коры. Можно отметить, что нефти Ромашкинского месторождения по составу МЭ характеризуются как более сложные и изменчивые чем нефти месторождений большинства других НГБ. При этом сложность в плане МЭ состава для аномальных скважин с современной подпиткой часто оказывается максимальной.

Установлена некоррелированность изменения в различных пробах концентрации предположительно биогенных (V, Cr, Co, Ni, Cu, Zn) и глубинных (Li, Be, La, Sm, Eu) элементов (рис. 1). При этом такая несогласованность также не уникальна для Ромашкинского месторождения. Аналогичные выводы были нами получены при сравнении различных генетических групп МЭ по нефтям месторождений Ханты-Мансийского региона. Напротив, при сравнении характера распределения содержаний элементов в одной предполагаемой генетической группе, в данном примере биогенной, а именно V и Ni (рис. 2), отмечается очень тесная связь между концентрациями этих элементов в нефтях разновозрастных нефтегазоносных комплексов Ромашкинской группы месторождений. Некоррелированность содержания в нефтях биогенных и глубинных элементов убедительно свидетельствует об их независимом формировании из различных источников.





**Рисунок 1.** Модель распределения различных генетических типов МЭ в разновозрастных нефтях Ромашкинской группы месторождений (по аналитическим данным [7])

Биогенные –  $\sum (V, Cr, Co, Ni, Cu, Zn)$ , глубинные –  $\sum (Li, Be, La, Sm, Eu)$ .



**Рисунок 2.** Соотношение ванадия и никеля в нефтях Ромашкинской группы месторождений (по аналитическим данным [7])

Более весомый вклад нижней и средней коры (по сравнению с верхней) в МЭ состав нефтей Ромашкинского месторождения и большая сложность их МЭ состава согласуется с предположением о современном пополнении Ромашкинского месторождения.

На основе выявленных корреляционных связей между МЭ составами нефтей различного онтогенеза, составом каустобиолитов и земной коры различного уровня можно сделать вывод о важной роли в процессах нефтидогенеза восходящих потоков, формирующихся на разном уровне земной коры в жестких геодинамических условиях и несущих определенный комплекс МЭ. Интересно, что эти предположения подтверждаются исследованиями по Южно-Каспийскому НГБ с его грязевулканической деятельностью и сверхглубинными углеводородными системами [11]. Таким образом, можно допустить, что источником УВ в Ромашкино является ОВ как доманиковых, так и поддоманиковых отложений, но затянутых в область глубинного корового надвига [12, 13]. С другой стороны, нефти исследованных месторождений Волго-Уральского и Западно-Сибирского НГБ, залегающих в сложных геодинамических условиях (вблизи фундамента, либо вблизи глубинных разломных зон), могут иметь комплекс МЭ, привнесенный из глубинных зон, т.е. возможно внедренный в микронепть или в уже готовую нефть на путях ее миграции, либо уже в залежи, т.е. в процессе контаминации. Именно это позволяет по выявленным корреляционным зависимостям проследивать в месторождениях Ромашкинской группы или в подобных месторождениях возможные зоны дополнительного притока УВ. МЭ состав нефтей ранней генерации (месторождения Западно-Камчатского НГБ) не несет на себе столь большого

влияния состава нижней коры, т.к. имеет более молодой возраст образования и связан исключительно с близлежащими отложениями верхней коры.

*Доклад подготовлен в рамках выполнения государственного задания по темам «Фундаментальные проблемы геологии, геохимии и гидрогеологии нефтегазоносных осадочных бассейнов. Обоснование значимых факторов эффективного прогноза крупных скоплений УВ в неструктурных условиях», №АААА-А16-116022510269-5 и «Энергетика, динамика и дегазация Земли, теоретические и экспериментальные основы инновационных сейсмоакустических технологий исследования геологической среды и контроля за объектами нефтегазодобычи», № АААА-А16-116021510125-7.*

### Литература

1. Пунанова С.А. О полигенной природе источника микроэлементов нефтей // Геохимия. 2004. № 8. С. 893–907.
2. Бабаев Ф.Р., Пунанова С.А. Геохимические аспекты микроэлементного состава нефтей. М.: ООО «Изд. Дом Недр», 2014. 181 с.
3. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Журавлев Д.З. Геохимические особенности нефти различных регионов и возможный источник металлов в ней // ДАН. 2008. 422(1). С. 88–92.
4. Добрецов Н.Л., Лазарева Е.В., Жмодик С.М. и др. Геологические, гидрогеохимические и микробиологические особенности нефтяной площадки кальдеры Узон (Камчатка) // Геология и геофизика. 2015. 56(1–2). С. 56–88.
5. Иванов К.С., Биглов К.Ш., Ерохин Ю.В. Микроэлементный состав нефтей Республики Татарстан (на примере Ромашкинского месторождения) // Вестник института геологии Коми научного центра Уральского отделения РАН. 2013 № 8. С. 2–
6. Каюкова Г.П., Лукьянова Р.Г., Романов Г.В., Шарипова Н.С. Органическая геохимия осадочной толщи фундамента территории Татарстана. М: ГЕОС, 2009. 492 с.
7. Маслов А.В., Ронкин Ю.Л., Лепихина О.П., Изотов В.Г., Ситдикова Л.М. Микроэлементы в нефтях некоторых месторождений-сателлитов Ромашкинского нефтяного поля (Республика Татарстан) // Литосфера. 2015. № 1. С. 53–64.
8. Тейлор С.Р., МакЛеннан С.М. Континентальная кора: ее состав и эволюция. М.: Мир, 1988. 384 с.
9. Rudnick R.L., Gao S. Composition of the continental crust. In The Crust, 2003. Vol. 3. Elsevier. P. 1–64.
10. Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. Учёт процессов переформирования нефтяных залежей при длительной эксплуатации и глубинной подпитке при моделировании разработки нефтяных месторождений // Георесурсы. 2018. 20(3), ч. 1. С. 186–192.
11. Керимов В.Ю., Гулиев И.С., Осипов А.В., Мустаев Р.Н., Данцова К.И. Грязевой вулканизм и сверхглубокие углеводородные системы. Научное сетевое издание «Актуальные проблемы нефти и газа». 2018. Вып 4(23). [http://oilgasjournal.ru/issue\\_23/kerimov.html](http://oilgasjournal.ru/issue_23/kerimov.html)
12. Родкин М.В., Рукавишников Т.А. Очаг нефтеобразования как неравновесная динамическая система – модель и сопоставление с эмпирическими данными // Геология нефти и газа. 2015. № 3. С. 65–70.
13. Родкин М.В., Рундквист Д.В., Пунанова С.А. Об относительной роли нижнекоровых верхнекоровых процессов в формировании микроэлементного состава нефтей // Геохимия. 2016. № 11. С. 1025–1031.

## ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ГЕОХИМИЯ НЕФТЕЙ ЛАБАГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

*Валяева О.В. (ИГ Коми НЦ УрО РАН, valyaeva@geo.komisc.ru),  
Рябинкина Н.Н. \*(ИГ Коми НЦ УрО РАН, nnryabinkina@gmail.com)*

### Аннотация

Приведены результаты геохимических исследований нефти из отложений нижнего девона Лабаганского месторождения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Показано, что органическое вещество, генерировавшее нефть нижнедевонской залежи Лабаганского месторождения сапропелевое, накопление его происходило в морской восстановительной обстановке ордовика. Тип коллекторов характеризуется как трещинно-поровый, вторично-поровый, с хорошими и средними коллекторскими свойствами.

**Ключевые слова:** Тимано-Печорская провинция, палеозойские отложения, органическое вещество, коллектор, нефть.

Лабаганское месторождение, открытое в 70-х гг. 20-го века, территориально приурочено к валу Сорокина Варандей-Адзввинского структурной зоны Тимано-Печорской провинции, находится в Арктической зоне России. Разрез месторождения слагают породы от силура до четвертичных отложений. Продуктивные горизонты Лабаганского месторождения приурочены к нижнедевонским, нижнекаменноугольным, нижнепермским и триасовым отложениям. Нами рассмотрены только залежи, приуроченные к карбонатным отложениям овинпармского горизонта нижнего девона.

*Нижнедевонские отложения* вскрыты скв. 76 в центральной части Лабаганской структуры на глубине 3500-4130 м. Залежь нефти приурочена к антиклинальной ловушке и является пластовой, сводовой, имеет размеры 5 км \* 2.5 км, высота залежи 74 м. Вмещающие отложения представлены доломитами темно-серыми крепкими, слабокавернозными и трещиноватыми с прослоями аргиллитов зеленовато-серых, трещиноватых. Породы нефтенасыщены пятнисто и по вертикальным трещинам. Средняя пористость коллектора 8%. Тип коллекторов характеризуется как трещинно-поровый, вторично-поровый. Покрышкой служат вышележащие сульфатно-доломитовые отложения нижнего девона. Плотность нефти составляет 0.873-0.881 г/см<sup>3</sup>, содержание серы 0.52%, смолистая (до 12.90%); количество парафинов варьирует от 0.96 до 15.50%, асфальтенов - до 8.80%.

*Н-алканы насыщенной фракции* изученной нами нефти характеризуются одномодальным распределением с преобладанием в диапазоне  $n-C_{11}$ - $n-C_{18}$  (рис. 1). Так относительная концентрация низкомолекулярных алканов состава  $n-C_{11}$ - $n-C_{18}$  достигает 71.38%. Затем наблюдается заметное уменьшение содержания высокомолекулярных *n*-алканов. Так, на высокомолекулярные алканы нормального строения состава  $C_{25}$ - $C_{35}$  приходится всего 5.39%. Считается, что каждый фациально-генетический тип ОВ характеризуется специфическим распределением *n*-алканов. Наличие в высоких концентрациях от  $n-C_{15}$  до  $n-C_{20}$  предполагает морское органическое вещество с биомассой из водорослей и планктона [1-2]. Коэффициент нечетности  $2 * C_{17} / (C_{16} + C_{18}) - 2.51$ . Значение коэффициента нечетности высокомолекулярных *n*-алканов ( $2 * C_{29} / C_{28} + C_{30}$ ) для сапропелевого ОВ, формирование которого проходило в восстановительных условиях, редко превышают 1, для исследованной нами нефти этот показатель составляет 0.88.

Среди изопреноидных алканов удалось идентифицировать  $i-C_{15}$ ,  $i-C_{16}$ ,  $i-C_{18}$ , пристан (Pr) и фитан (Ph). Однако, содержание изо-алканов (по сравнению с алканами нормального строения) очень низкое (изо/*n*-алканы – 0.08). Отношения Pr/ $n-C_{17}$  и Ph/ $C_{18}$  соответственно равны 0.07 и 0.3. Значение отношение (Pr+Ph)/( $C_{17} + C_{18}$ ) низкое (0.12).

Изопреноиды, унаследованные ОВ от живых организмов, являются индикаторами палеогеографических условий бассейна седиментации. Наиболее часто используют отношение пристана к фитану. Для исследованного образца значение отношения Pr/Ph – 1.01. Такое значение отношения может указывать на то, что накопление исходного ОВ протекало вероятнее всего в восстановительной обстановке [3].

По мнению [4] распределение n-алканов с характерным доминированием углеводородов состава C<sub>17</sub> и C<sub>19</sub> и низкие концентрации изопреноидных алканов позволяют предполагать возможность генерации данной нефти отложениями, содержащими характерные для ордовикских отложений остатки проблематичной микроводоросли *G. Prisca*.

Распределение изотопов углерода в нефтях может быть изучено в составе их фракций [5]. Распределение δ<sup>13</sup>C отдельных фракций (рис. 2), соответствует общепринятому, когда δ<sup>13</sup>C насыщенной углеводородной фракции обычно несколько облегчен, по сравнению с ароматической, смолами и асфальтенами.

Таким образом, можно предположить, что органическое вещество, генерировавшее нефть нижнедевонской залежи Лабаганского месторождения сапропелевое, его накопление вероятно происходило в морской восстановительной обстановке ордовикского осадочного бассейна. Согласно моделям прогрева ордовикские отложения входят в главную зону генерации нефти в начале перми, а их миграция и формирование аллохтонных залежей в ловушках нижнего девона имеет соответственно более поздний возраст.

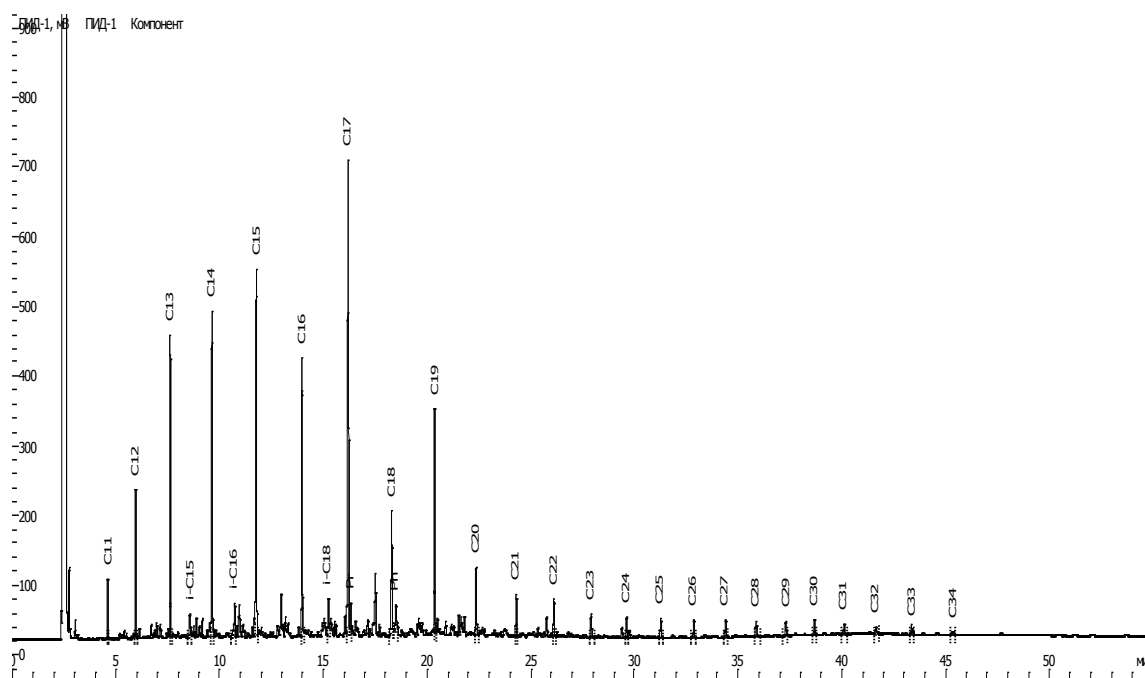
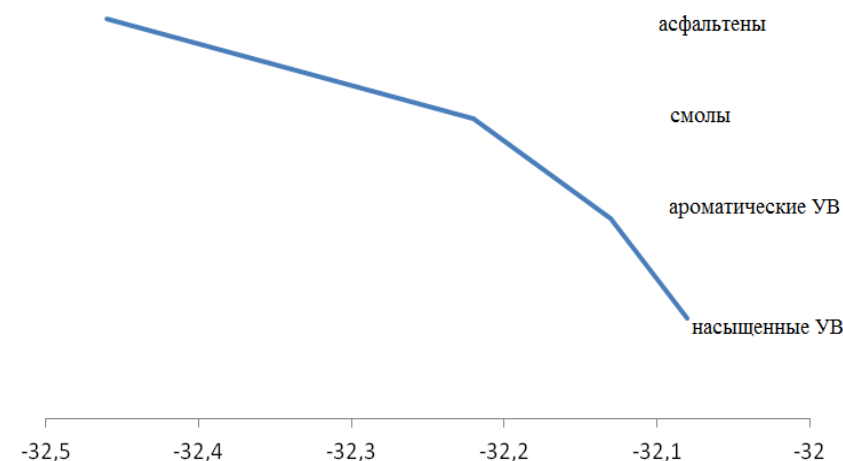


Рисунок 1. Хроматограмма распределения нормальных и изопреноидных алканов в нефти Лабаганского месторождения, скв. 76





**Рисунок 2.** Распределение изотопов углерода во фракциях нефти

Аналитические исследования были выполнены в ЦКП «Геонаука» (г.Сыктывкар).

Исследования выполнены в рамках программы НИР «Геология, условия формирования и нефтегазоносность осадочных комплексов северо-востока Европейской части России, органическая геохимия нефтей и доманикитов», ГР № АААА-А17-117121270033-6.

### Литература

1. Tissot B.T., Welte D. H. Petroleum Formation and Occurrences. 2 nd ed. Springer-Verlag, Berlin, 1984. 699 p.
2. Peters K., Moldowan J. The biomarker Guide: Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments. Prentice hall, Englewood cliffs, 1993. 363 p.
3. Peters, K.E., Walters, C.W., Moldowan, J.M., The Biomarker Guide. Cambridge University Press, Cambridge, 2005, 706 p.
4. Бушнев Д.А., Валяева О.В., Бурдельная Н.С. Биомаркеры нефтей нижнего палеозоя северной части Тимано-Печорского бассейна // Вестник ИГ Коми НЦ УрО РАН. 2018. №4 (280). С. 45-48.
5. Galimov E.M. Isotope organic geochemistry // Organic Geochemistry, 2006, v. 37, p. 1200 – 1262.

## ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОБ УСЛОВИЯХ ФОРМИРОВАНИЯ ВИКУЛОВСКОЙ СВИТЫ И ЕЕ ЦИКЛИЧНОСТЬ В ПРЕДЕЛАХ КРАСНОЛЕНИНСКОГО СВОДА (М-Е КАМЕННОЕ)

*Савченко Н.И.*

*(МГУ имени М.В.Ломоносова, natalya.svirid@yandex.ru)*

### **Аннотация**

Различные взгляды на формирование отложений викуловской свиты определены ее сложным геологическим строением. Фациальная изменчивость обуславливает проблемы изучения и прогнозирования резервуаров, перспективы продуктивности которых связаны с литологически ограниченными залежами. Изучение седиментационной цикличности позволяет выявить перспективные зоны и перейти от параллельно-пластовой модели строения к модели с врезанной речной долиной.

**Ключевые слова:** врезанные долины, цикличность, викуловская свита, керн, обстановки седиментации.

Существуют различные точки зрения о процессах накопления апт-альбской викуловской терригенной толщи, надежды на получение значимых притоков нефти из которой стимулируют современные литологические исследования этого важнейшего объекта Западной Сибири.

Вопросом об условиях формирования викуловской свиты на Красноленинском своде в свое время занимались такие авторы, как Медведев А.Л., Алексеев В.П., Хуснуллина Г.Р., Шишлов С.Б., Барабошкин Е.Ю., Карнюшина Е.Е., Александров В.М. и др. Все вышеупомянутые авторы едины во мнении, что формирование верхней части этой свиты происходило в условиях штормового/волнового морского мелководья. Однако неоднозначно интерпретируются условия образования мощных песчаных пластов викуловской толщи. Есть несколько моделей формирования таких песчаных разрезов:

- врезанные долины аллювиального и эстуариевого генезиса (Медведев А.Л., 2010г);
- дистрибутивные каналы дельты низкого стояния (Барабошкин Е.Ю., 2010г);
- зона действия дистальной части фронта дельты, подвергшейся штормовому воздействию (Костеневич К.А., Федорцов И.В., 2011г);
- распределительные каналы субаквальной дельты, образовавшиеся в период относительно низкого стояния уровня моря (Хуснуллина Г.Р. и др., 2014г);
- морское барьерное побережье с терригенной, преимущественно активной средой осадконакопления (Александров В.М., 2015г) [1];
- пояса подводных валов и гряд, которые были сформированы волновыми и штормовыми процессами в зоне мелководья (Шишлов С.Б., 2016г).

Характер продуктивной толщи викуловской свиты Каменного месторождения определен циклическим строением. Его изучение проводилось в масштабе 1:20, анализировались циклиты низшего ранга (элементарные), то есть наименьшие по мощности (от первых сантиметров) закономерные сочетания слоев, которые можно было выделить визуально. Схожие по строению элементарные циклиты, имеющие определенное изменение облика, объединялись в циклиты более высокого ранга и в циклопачки. По анализу состава и строения породных последовательностей можно обосновать выделение генетических типов отложений и обстановок их седиментации. [2]

На основе крупномасштабного (1:20) описания керна в викуловской свите были выделены основные типы пород: песчаники мелко- и среднезернистые, алевролиты, ритмиты алевролитовые, песчано-алевролитовые, алевро-песчаные, глинисто-алевролитовые, алевро-глинистые и глинистые породы, а также терригенно-карбонатные породы, выявлены их

генетические типы и предложена седиментационная модель продуктивного комплекса для восточной части Каменного месторождения.

Мощность викуловской свиты на Каменном месторождении достигает от 250-275 м до 300 м. По преобладающему соотношению алеврито-глинистых пород свита условно подразделяется на две подсвиты. Продуктивные пласты ВК<sub>1</sub> и ВК<sub>2-3</sub> общей мощностью 45-55 м (до 60 м) выделяются в составе верхней подсвиты. Предварительный анализ типов разреза пластов ВК описывает их существенные различия, что говорит о разных условиях осадконакопления. Для пласта ВК<sub>1</sub> характерно преобладание алевритовых и глинистых компонент, а доля песчаной составляющей мала (до 14%). В пласте ВК<sub>2-3</sub> отсутствуют однородные песчаники, преобладают алевролиты и переслаивание алевролитов и глинистых пород. Отдельно выделяются зоны врезов по большей доле (до 40%) однородных песчаников и алевро-песчаных пород с подчиненным значением алевролитов и переслаиванием алевролитов и глин.

### Литература

- 1) Александров В.М., Казанская Д.А., Белкина В.А. «Особенности геологического строения темпеститов в отложениях викуловской свиты» // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2015г – № 2 – С. 36–43;
- 2) Карнюшина Е.Е., Коробова Н. И., Серпикова В. М. «Аптский нефтеносный комплекс месторождения Каменное (Западная Сибирь)» // Вестник МГУ, Серия 4, Геология. – 2003г - № 3 - С. 8-15

## ПРОБЛЕМЫ ПОИСКОВ НОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В НЕДРАХ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ СЕВЕРНОЙ ЕВРАЗИИ

*Скоробогатов В.А. \* (ООО «Газпром ВНИИГАЗ», vniigas@gazprom.ru),  
Поляков Е.Е. (ООО «Газпром ВНИИГАЗ», vniigas@gazprom.ru),  
Рыжов А.Е. (ООО «Газпром ВНИИГАЗ», vniigas@gazprom.ru)*

### Аннотация

Приведены результаты ретроспективного анализа динамики открытия месторождений нефти и газа в мире и России, а также современная нефтегазовая геостатистика (2014-2018 гг.). Обсуждаются проблемы поиска новых месторождений углеводородов в 2019-2020 гг. и до 2040 г. в России и на арктическом шельфе.

**Ключевые слова** поиски месторождений и залежей, геолого-разведочные работы, нефть, газ, углеводороды, запасы, геостатистика, Северная Евразия, Западно- и Восточно-Сибирская мегапровинции

Под Северной Евразией (СЕА) авторы понимают территорию России и акватории окружающих арктических и дальневосточных морей. Поисково-разведочные работы (ПРР) на нефть и газ в пределах 30 осадочных бассейнов и суббассейнов СЕА проводятся уже более 150 лет. За это время открыто большое число месторождений и залежей углеводородов (УВ), преимущественно на суше. В XX веке ежегодно в России в среднем открывалось 34-35 новых месторождений УВ, причем, как среди газовых, так и нефтяных месторождений до 1991 г. преобладали уникальные и крупные по запасам (более 30 млн т, млрд м<sup>3</sup>).

Все уникальные (более 3 трлн м<sup>3</sup> начальных запасов) и сверхгигантские (1-3 трлн м<sup>3</sup>) газосодержащие месторождения на суше СЕА были обнаружены в период с 1965 по 1990 гг. включительно. Особенно «урожайным» было двенадцатилетие 1965-1976 гг., когда были открыты все уникальные на суше и 6 из 8 сверхгигантских и 15 из 25 гигантских месторождений газа. Единственное на шельфе СЕА уникальное по запасам Штокмановское ГКМ (3,9 трлн м<sup>3</sup>) было обнаружено в 1988 г. В последнее двадцатилетие 2000-2019 гг. газосодержащие месторождения-гиганты (более 300 млрд м<sup>3</sup>) открывались в пределах акваторий морей (Обская губа, Присахалинский шельф Охотского моря), а поиски на суше приводили к открытию крупных (30-300 млрд м<sup>3</sup>), средних и мелких месторождений и отдельных залежей. Все сказанное справедливо и по отношению к поискам и открытию нефтесодержащих месторождений.

Современная нефтегазовая геостатистика СЕА такова. По состоянию на 01.01.2016 в России насчитывалось 3454 месторождения УВ, в т.ч. 2462 - чисто нефтяных, 420 газовых и газоконденсатных (без нефти), 572 - смешанных (НГК, ГКН и др.), в диапазоне крупности от 25-30 тыс. т у.т. до 7,3 млрд т нефти (Самотлор, геол.) и 12,3 трлн м<sup>3</sup> свободного газа (СГ, Уренгой), в т.ч. 58 на шельфе, в т.ч. в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции (ЗСМП) - 904, в Восточно-Сибирской мегапровинции (ВСМП) - 80 и т.д.

Во второй половине XX века во всем мире ежегодно открывалось 700-800 и более новых месторождений УВ. В период 2002-2014 гг. число открытий снизилось до 400, в т.ч. в России 50-60, в последующие годы эта величина уменьшилась до 170-180/40-45.

Примечательно, что в 1990-2000 гг. в мире было открыто 110 гигантов - на 43 меньше, чем в начале XXI века, в т.ч. в России только два. В главном нефтеносном регионе России - Ханты-Мансийском автономном округе (ХМАО) за период 1993-2012 гг. (20 лет) было обнаружено 29 месторождений нефти, в т.ч. 7 крупных (от 30 до 95 млн т, извлеч.) и 22 - средних (10-30 млн т), преимущественно в зонах впадин и прогибов. На севере ЗСМП (суша) в XXI веке продолжались открытия достаточно крупных по запасам газосодержащих месторождений (Ярудейское, Северо-Русское, Зап.-Юрхаровское и др.), но запасы каждого



были менее 100 млн т н.э. Все российские газовые гиганты в XXI веке были обнаружены на шельфе.

На начало 2017 г. в России числилось уже 3498 месторождений, в т.ч. 949 с запасами СГ, в т.ч. с разведанными - 50,5 и предварительными 18,7 трлн м<sup>3</sup>. Начальные открытые запаса СГ превысили 92 трлн м<sup>3</sup>. По оценке авторов, на 01.01.2019 общее число месторождений УВ России превысило 3550.

Общемировой тенденцией является экспоненциальное уменьшение единичных запасов УВ вновь открываемых месторождений и залежей, особенно нефти. В России ПРР на газ и нефть проводят компании-операторы, владельцы месторождений (при их доразведке) и перспективных лицензионных участков (ЛУ) с неоткрытыми ресурсами СГ и нефти. Например, за 18 лет XXI века предприятиями ПАО «Газпром» было открыто 54 новых месторождения (по три в год) и 110 новых залежей УВ, преимущественно газосодержащих, в т.ч. три гигантских (Южно-Кириновское - 677,1 млрд м<sup>3</sup>, Каменномысское-море - 555,0 и Северо-Каменномысское - 404,9 млрд м<sup>3</sup>), 3 крупных (30-100 млрд м<sup>3</sup>), 45 средних и 3 мелких, в т.ч. в европейских областях - 18 месторождений УВ, в Надым-Пур-Тазовском регионе - 14, в Восточной Сибири и на шельфе - по 7, в Томской области - 2, и т.д., однако в Ямало-Карском регионе и на Гыдане открытий месторождений не произошло (прирост запасов по разведке).

В период с 2002 по 2016 гг. включительно всеми компаниями-операторами в Ямало-Ненецком автономном округе (ЯНАО) было открыто 40 новых месторождений УВ: 10 ГК, 10 ГКН/НГК, 20 Н, в т.ч. предприятиями ПАО «Газпром» 14: 5 ГК, 6 НГК, 3 Н, в т.ч. два средних по запасам газа (15,6 и 17,1 млрд м<sup>3</sup>), остальные мелкие (по кат. В1+С1).

Точная геостатистика открытий отдельных залежей УВ, общая (по России), а также по регионам и периодам отсутствует, но она весьма показательна по отдельным областям. В частности, за период 2002-2009 гг. в пределах ЯНАО (суша) было открыто 60 залежей УВ, в т.ч. 18 нефтяных и 42 газосодержащих (Г, ГК, ГКН и др., в т.ч. с оторочками нефти, из них 20 в юрском продуктивном комплексе, наименее изученном, и только одна залежь газа в сеномане).

Из опыта проведения ПРР известно, что самое трудное - найти новое месторождение УВ, особенно в малоизученных или, наоборот, в хорошо изученных районах и областях, где процесс изучения недр до больших глубин (5,0-6,0 км) зашел уже далеко. Найти новую залежь в пределах открытого месторождения в том или ином комплексе пород уже несколько легче. Особого труда не составляет разведка уже открытых залежей УВ и тем более эксплуатационная доразведка (первыми добывающими скважинами), но даже в результате ее проведения бывают неожиданные результаты (не только прирост, но и снижение разведанных запасов, как неподтвердившихся).

Поиски планируются под неоткрытые (перспективные+прогнозные) ресурсы УВ - раздельно нефти и СГ, поэтому от достоверности и доверительности их количественных оценок зависит успех поиска. Чем точнее и корректнее количественный прогноз газо- и нефтеносности локальных перспективных объектов, тем выше успешность поисков новых месторождений и залежей УВ.

В связи с поисками новых месторождений настораживает наметившаяся после 2005 г. тенденция массового открытия малых месторождений и залежей УВ - на уровне первых и даже десятых долей млрд м<sup>3</sup> и млн т, в т.ч. в регионах Сибири и даже на шельфе (Обское и Мынгинское месторождения, каждое менее 10 млрд м<sup>3</sup>).

Главная проблема ПРР в XXI веке - отсутствие новых массовых открытий крупных месторождений и залежей УВ не только в мире, но и на суше России.

Общероссийской проблемой является высокая (более 60 %) и очень высокая (более 80 %) степень структурно-буровой изученности всех европейских и большинства сибирских регионов и областей суши (до глубин 4 км), кроме Гыдана и северо-запада Сибирской

платформы (ВСМП), однако изученность шельфа глубоким бурением остается невысокой и низкой (по разным морям).

В последние годы значительно сократился объем поискового бурения, проводимого крупнейшими компаниями России за счет увеличения разведки и доразведки месторождений и залежей, открытых еще до 1990 г. Такая же тенденция сохранится, по-видимому, и до 2020 г., когда завершится текущее двадцатилетие развития ПРР в России, таким образом в настоящее время господствующей в первое двадцатилетие текущего столетия в области ГРР является разведочная парадигма. В 2019-2020 гг. намечается переход к поисковой парадигме ведения работ на газ и нефть, прежде всего на арктическом шельфе и в малоизученных районах ЗСМП и ВСМП. Это должно выразиться в усилении поисковой компоненты в структуре ГРР, в увеличении объема поисковых работ до 30-35 %, хотя основные приросты (85-90 %) новых запасов дают разведочные работы.

Два предстоящих года - 2019 и 2020 гг. - представляются, как переходные от этапа большой разведки к этапу массовых поисков. В двадцатилетие 2021-2040 гг. развитие поисков в России и, в частности, предприятиями ПАО «Газпром», будет характеризоваться следующими условиями:

- завершением поисков на суше последних крупнейших (более 100 млрд м<sup>3</sup>), а также ряда крупных (более 30 млрд м<sup>3</sup>) газосодержащих месторождений в Западной и Восточной Сибири, их дифференцированной разведкой (в зависимости от крупности вновь открываемых залежей);

- повсеместным поиском нефтяных месторождений любой величины (но чем крупнее, тем лучше) - всеми компаниями-операторами во всех регионах суши;

- опосредованным поиском Приамальского и Присахалинского шельфа в 2021-2030 гг. и Баренцевоморского шельфа (с 2031-3035 гг.) на новых перспективных структурах по схеме: одна – две поисковых приводовых и одна оценочно-разведочная скважины на восточных склонах на реально возможную глубину (низы неокома в Южно-Карской области), верхи триаса – в Баренцевом море и т.д.). Цель – открытие крупнейших и гигантских месторождений и залежей УВ, оценка геологических запасов газа и нефти (с их соотношением кат. С<sub>2</sub> > В<sub>1</sub>+С<sub>1</sub>). При обнаружении относительно небольших по предполагаемым запасам морских месторождений (менее 30 млрд м<sup>3</sup>) – временная консервация ПРР;

- завершением массовых поисков на глубокие горизонты (более 4,0 км) в большинстве областей суши России, в связи с высокими рисками неполучения положительных результатов в виде новых открытий и приростов промышленных запасов газа и, особенно, нефти.

Все меньше на суше России остается мало- и вовсе неисследованных областей, районов и комплексов пород. Во многих районах процесс ПРР близится к завершению, в силу исчерпания возможностей для обнаружения неоткрытых залежей УВ на глубинах менее 4,5 км. Целый ряд даже уникальных газо- и нефтеносных комплексов практически «закончились», как поисковые объекты (газоносный альб-сеноман на суше ЗСМП, неоком ХМАО и др.).

Исходя из текущей изученности недр и геологической ситуации в осадочных бассейнах СЕА открытие уникальных газосодержащих месторождений даже на арктическом шельфе маловероятно, но с высокой вероятностью будет открыто 3-4 месторождения крупнее 1 трлн м<sup>3</sup> каждое, однако подобные открытия по нефти уже нереальны и на суше, и в акваториях (недра арктических и дальневосточных морей преимущественно, а по отдельным комплексам пород, и исключительно газоносны - по генетическим причинам, кроме района Печорского моря, где нефти будет больше, чем газа, как и на суше Тимано-Печорской преимущественно нефтеносной провинции).

Безусловно, будущее развитие МСБ газодобычи связано с арктическим шельфом, хотя новые открытия и нефтяных, и газовых месторождений и залежей в Западной и Восточной Сибири будут продолжаться еще несколько десятилетий (до 2050 г. и далее), но до 90 % вновь открываемых скоплений будут относиться к мелким и мельчайшим (соответственно менее 3 и

1 млн т у.т., извлек.). Массовое открытие подобных скоплений в преимущественно нефтеносных районах уже началось в XXI веке (после 2002 г.). По экспертной оценке авторов, всего в СЕА прогнозируется 5800-6000 месторождений крупнее 0,1 млн т нефти и 0,1 млрд м<sup>3</sup> газа, в т.ч. неоткрытых 2300-2500, из них не менее 800-1000 - месторождения преимущественно свободного газа и смешанные, с нефтяными оторочками. Прогнозируется еще не менее 1200-1500 месторождений менее 0,1 млн т, млрд м<sup>3</sup>, как правило, однозалежных, однако по величине начальных запасов они относятся уже к нетрадиционным. Поиски и разведка месторождений и залежей УВ продлятся весь XXI век, однако максимум открытий (по числу новых месторождений), по-видимому, придется на двадцатилетие 2031-2050 гг. При этом, фонд реально существующих неоткрытых крупных по запасам нефтесодержащих месторождений на суше будет исчерпан к 2035 г., газосодержащих - к 2040 г.

В десятилетие 2051-2060 гг. освоение углеводородного потенциала недр СЕА (суша и шельф), т.е. перевод из реальных потенциальных ресурсов в начальные разведанные запасы достигнет, по экспертной оценке авторов 88-90 %. Неоткрытые (остаточные) ресурсы УВ будут «распылены» по многим сотням мелких и мельчайших месторождений и залежей на глубинах более 3 км преимущественно в арктических областях суши и шельфа, с пониженными добычными возможностями.

Выше речь шла об освоении традиционных запасов и ресурсов УВ (с высокими и средними добычными возможностями и с залежами крупнее 0,1 млн т у.т.). На смену поискам традиционных скоплений после 2030 г. все более активно будут приходить ПРП на газ и нефть в плотных коллекторах с низкими и непромышленными по современным критериям добычными возможностями (с дебитами газа менее 20 тыс. м<sup>3</sup>/сут, нефти - менее 3 т/сут). По оценке авторов, геологические ресурсы «плотного газа» (180-200 трлн м<sup>3</sup> на глубинах 3-6 км) сопоставимы с ресурсами обычного, традиционного газа (не менее 200 трлн м<sup>3</sup>), однако извлекаемые по современным возможностям ресурсы этих двух важнейших видов СГ составляют по расчетам 60-75 и 170-180 трлн м<sup>3</sup> (с соотношением 1:3). Точно также ресурсы нефти в плотных практически непроницаемых терригенных и карбонатных коллекторах (Кпр 0,05-0,2 мД, не более) значительно уступают ресурсам «обычной» нефти. Поиски скоплений УВ различной величины (по геологическим и извлекаемым запасам), фазового состояния, с различными добычными возможностями в регионах СЕА будут целесообразны и рентабельны еще много десятилетий XXI века. Параллельно будет происходить изучение и промышленное освоение рассеянных форм УВ: сланцевой нефти, сланцевого и угольного газа, а также газогидратов. Их опоскование - особая проблема нефтегазовой геологии России.

## НОВАЯ ПАРАДИГМА РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ В ПЕРВОЙ ПОЛОВИНЕ XXI ВЕКА

Скоробогатов В.А. \* (ООО «Газпром ВНИИГАЗ», [vniigas@gazprom.ru](mailto:vniigas@gazprom.ru))

### Аннотация

На основании ретроспективного анализа развития топливно-энергетического комплекса России в XIX-XX и в начале XXI веков с учетом динамики добычи текущих запасов и прогнозных ресурсов горючих полезных ископаемых (для проведения будущих поисково-разведочных работ) и тенденций изменения мировой энергетики рассмотрена новая парадигма ТЭК страны, основой которой является сбалансированное развитие до 2040 г. производства всех видов энергоносителей.

**Ключевые слова** горючие ископаемые, энергетика, парадигма, газ, нефть, уголь, поиски, разведка, запасы, ресурсы, топливно-энергетический комплекс и баланс.

По мнению автора, парадигма - это комплекс сложившихся или специально выработанных руководящих принципов и подходов к решению проблем функционирования и оптимизации развития какого-либо процесса (системы), учитывающих его современное состояние.

Парадигма - категория инерционная. Она не может, да, и не должна меняться каждые 5 и даже 10 лет. Вероятно, оптимальный период действия любой парадигмы применительно к любой области - 20, возможно, 30 лет.

В разные периоды развития энергетики мира и России в частности, действовали разные «энергетические парадигмы» - ЭП (в силу сочетания ряда благоприятных и неблагоприятных, запланированных и стихийных условий и обстоятельств, в т.ч. геополитических, экономических, ресурсно-геологических, а в последние два десятилетия - и экологических), учитывавших место и роль различных видов горючих ископаемых (ГИ). Месторождения и залежи угля находятся на поверхности Земли или на малых глубинах угленосных (нефтегазоугленосных) бассейнов - до 1-1,8 км и поэтому исторически первым видом промышленной добычи минеральных энергоресурсов стал именно уголь (+торф), пришедший на смену органическому топливу (дровам и др.). Именно поэтому XIX век и стал веком угля, основой энергетического комплекса (ЭК).

Поиски скоплений нефти сначала также основывались на ее поверхностных проявлениях (в Азербайджане, Иране, Индонезии и др. странах). Нефтяная отрасль промышленности после ее возникновения в России и США в конце XIX века бурно развивалась в течение всего XX столетия, постепенно вытесняя уголь из топливно-энергетического баланса (ТЭБ) многих стран.

Свободный газ (СГ), залегающий в недрах выше, на уровне, и в большинстве случаев ниже нефти, стал рассматриваться в качестве самостоятельного вида горючих ископаемых после 1940 г. Запасы СГ в России в 30-х гг. не превышали первых десятков млрд м<sup>3</sup>, добыча была минимальной (3,2 млрд м<sup>3</sup> в 2040 г.).

Во второй половине XX века все с возрастающей активностью стала развиваться мировая газовая промышленность, однако только в 1980-1990 гг. пришло осознание того, что газ во всех смысла лучше, технологичнее и экологичнее других видов ГИ.

В последние десятилетия XX века многие страны приступили к сдерживанию и даже уменьшению угледобычи.

Во всем мире в 2000 г. (рубеж между столетиями) общемировая добыча минеральных энергоносителей составила:

нефти (+конденсата) - 3,2 млрд т;

природного газа - 2,4 трлн м<sup>3</sup>;

угля - 4,5 млрд т.

В 2016 г. - соответственно 4,4 млрд т, 3,7 трлн м<sup>3</sup>, 4,5 млрд т.

«Нефтяные войны» второй половины XX века сменились «газовыми войнами» уже в начале наступившего XXI века, хотя отголоски нефтяной эпохи ощущаются и по сей день (Ливия и Ирак, Венесуэла в 2018-2019 гг. и др.).



Представляется следующая периодизация развития ЭК мира, основанная на различной роли отдельных видов ГИ.

По пятидесятилетним периодам специфика развития мировой энергетики заключалась в следующем.

1801-1850 гг. - начало и быстрое увеличение объемов угледобычи;

1851-1900 гг. - уголь, появление нефти.

1901-1950 гг. - уголь, нефть, появление газа.

1951-2000 гг. - вытеснение угля углеводородами, снижение его роли в большинстве стран, в т.ч. и в России. Во многих странах добыча газа превысила добычу нефти. Резкий рост использования газа во всех сферах.

2001-2020 гг. - диверсификация источников получения энергии. Появление возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Дальнейшее усиление роли газа.

Будущее: 2021-2050 гг. - переход от энергетики нефти к энергетике газа и ВИЭ.

Максимум угледобычи в XX веке в России был достигнут в 1988 г. - 425,5 млн т, нефти в 1987 - 569,5 млн т, газа в 1991 г. - 643 млрд м<sup>3</sup>, далее наблюдалось снижение объемов добычи, очень резкое для угля и нефти и сложная динамика для газа, в зависимости от конъюнктуры.

Периодизация развития топливно-энергетического комплекса (ТЭК) России предусматривает выделение двадцатилетних периодов, существенно отличающихся друг от друга, прежде всего, в области нефти и газа, приведенных в таблице.

Таблица - Периоды развития ТЭК России

1941-1950 гг.	1951-1970 гг.	1971-1990 гг.	1991-2000 гг.	2001-2020 гг.
период войн и восстановления (в Европе, СССР, на Дальнем Востоке)	период становления нефтегазового комплекса, открытие уникальных месторождений	наиболее активный период развития нефтяной и газовой отраслей	кризисное десятилетие	новейший период восстановления и развития ТЭК

Уже в первое десятилетие современного периода произошло восстановление во многом утраченных позиций в области ТЭК.

Производство ГИ в России за последние три года показано в таблице.

Таблица - Добыча горючих ископаемых в России в последние годы, млн т, млрд м<sup>3</sup>

Виды ГИ	2016	2017	2018
Нефть (+конденсат)	547,5	546,8	565
Газ (СГ+НГ*)	640	692	725
Уголь	386,3	409	433
* нефтяной попутный газ			

Наметилась явная тенденция к увеличению объемов производства всех минеральных энергоносителей, в т.ч. по нефти - к восстановлению позиций предкризисных 1988-1991 гг.

Современная производственная задействованность сырьевой базы нефтедобычи в России существенно выше, чем газа. В настоящее время в процессе разработки находится 1972 нефтесодержащих месторождений из 3065 открытых в России, при этом все уникальные, гигантские и крупнейшие по начальным извлекаемым запасам нефти и большинство крупных и средних, а в старых районах - и мелких, введено в эксплуатацию. Задействовано до 16,5 млрд т текущих разведанных запасов. Многие эксплуатируемые залежи находятся на этапе завершения добычи. Вместе с тем, из 950 газосодержащих эксплуатируется всего 486. Многие очень значительные по запасам свободного газа месторождений, даже уникальные и гигантские, находятся в плановом или вынужденном резерве. Например, в Ямальской области из 26 открытых

и разведанных месторождений УВ в эксплуатации находятся только 2 (на газ) и одно - на нефть, с консервацией запасов СГ, на Гыдане из 11 - ни одного, в Баренцевом море из 5 открытых месторождений СГ с запасами 4,3 трлн м<sup>3</sup> в ближайшем будущем не планируется ввод в эксплуатацию ни одного (в силу ряда причин). Тем не менее, действующие месторождения в НПТР и рост газодобычи на Ямале в ближайшее пятилетие обеспечивают увеличение национальной добычи газа в ближайшем будущем до 750-770 млрд м<sup>3</sup>/год. При этом уже в 2019-2020 гг. намечается смена парадигмы в развитии ТЭК России.

Ресурсная обеспеченность добычи всех видов ГИ России в XXI веке - очень высокая. Величина начальных потенциальных ресурсов свободного традиционного газа интервально оценивается в диапазоне 200-300 трлн м<sup>3</sup>, в т.ч. прогнозная часть более 100 трлн м<sup>3</sup> (под будущие поисково-разведочные работы - ПРР и новые приросты разведанных-доказанных запасов). Безусловно, они не будут исчерпаны ни к 2050, ни к 2060 гг. А геологические ресурсы нетрадиционного газа оцениваются в 800-1000 трлн м<sup>3</sup> (с учетом газогидратом). Запасы и неразведанные+неоткрытые ресурсы обычной нефти более ограничены (18,5 и 30-32 млрд т), однако и они достаточны для поддержания уровня нефтедобычи в 500-480 млн т в течение ближайших десятилетий.

Очень значительны ресурсы нетрадиционной нефти - в плотных низкопроницаемых коллекторах и сланцевой. И воистину громадны запасы и ресурсы всех видов угля, от бурых до антрацитов.

Главные особенности развития ТЭК России в рамках ныне действующей (2001-2020 гг.) парадигмы:

- преодоление последствий кризиса 90-х гг.;
- конъюнктурная стагнация добычи газа на уровне 580-640 млрд м<sup>3</sup>/год, а по отдельным компаниям-производителям и уменьшение добычи (после 2009 г.);
- упор на разведку и доразведку крупных и гигантских газосодержащих месторождений, поиск и освоение средних и малых месторождений нефти, относительно малая доля поисковых работ в объеме ПРР.

Новые тенденции в производстве ГИ и использовании энергии, получаемой из различных источников, требуют разработки новой, более современной парадигмы развития ЭК.

В странах зарубежной Европы в 2021-2025 гг. также намечается переход к другой парадигме развития ТЭК, существенно отличающейся от современной.

Основной новой парадигмы развития ЭКР (2021-2040 гг.) должен стать дифференцированный подход, предусматривающий дальнейшее развитие как прогрессивных элементов энергетики, так и традиционных для России:

- непрерывный рост добычи газа с 750 млрд м<sup>3</sup> в 2020 г. до 1000-1050 в 2040 г. и до 1100-1150 млрд м<sup>3</sup> в 2050 г. с одновременным увеличением производства из нетрадиционных источников;

- удержание добычи жидких УВ на уровне не ниже 480 (460) млн т/год при снижении роли нефти во многих отраслях промышленности и на транспорте при сохранении экспортных квот;

- постепенное увеличение добычи угля в восточных, малонаселенных регионах страны (для угольной генерации в ТЭС/ГЭЦ) и для увеличения экспорта дефицитных сортов в страны АТР. По-видимому, оптимальные уровни национального производства угля - 500 млн т в 2040 г. и 530 - в 2050 г.;

- медленное увеличение доли ВИЭ в энергетическом балансе преимущественно европейских областей (в Сибири они попросту не нужны, по крайней мере, для масштабного производства);

- после медленного роста стабилизация квот атомной и гидроэнергии в структуре ТЭБ. Подчеркнем, что огромная территория страны, высокая обеспеченность запасами и ресурсами ГИ и не требуют существенного увеличения производства всех видов ВИЭ (в широком смысле), в т.ч. и гидроэнергетики. Для атома существует синдром Чернобыля и Фукусимы;

- все более активное освоение и промышленное использование нетрадиционных - по современным критериям - ресурсов УВ, и нефтяных, и газовых;

- начало активного освоения шельфовых областей Арктики, где газа будет на порядок больше чем нефти. Основой новой энергетической парадигмы в России станет экстенсивное использование имеющихся запасов и остаточных прогнозных ресурсов нефти во всех регионах страны, интенсивное развитие и использование сырьевой базы газодобычи за счет открытия гигантских и уникальных газосодержащих месторождений Арктики;

- умеренное развитие ВИЭ в европейских районах России.

В конечном итоге предполагается оптимальная сбалансированность развития ЭК за счет всех элементов его структуры (всех видов энергоресурсов и путей ее получения).

Оптимальная величина и структура производства ГИ в 2040 г. такова:

природный газ - 1000-1050 млрд м<sup>3</sup>, в т.ч. нетрадиционный газ - до 150, возможно до 200-220 млрд м<sup>3</sup>;

жидкие УВ - 470-480, активное производство «нетрадиционной» нефти (до 120-150 млн т);

уголь - 500-530 млн т, в т.ч. открытым способом - 280-330.

Экспертная авторская оценка структуры потребления энергоносителей в 2040 г. в России такова (% н.э.).

	2016 г.	2040 г.
газ	38,7	46-48
нефть	40,9	28-30
уголь	13,4	12-10
гидро- и атомная энергетика	6,9	9-8
ВИЭ	0,1	5-4
	100 %	100 %

Таким образом, авторское видение новой энергетической парадигмы развития России в ближайшее двадцатилетие заключается в сбалансированном, отвечающем специфике страны и ее отдельных регионов развитии всех видов получения энергии

Россия, в отличие от подавляющего числа стран в мире, самообеспечена и самодостаточна в плане производства всех видов энергоносителей в течение практически всего XXI века. Это во многом и будет определять развитие ее экономики по крайней мере до 2050 г.

## МОДЕЛИ ПАЛЕОЛАНДШАФТОВ В МЕЗОЗОЙСКИХ РИФТОГЕННЫХ ОБЛАСТЯХ

*Стукалова И.Е.\* (Геологический институт РАН, МГРИ, iestukalova@mail.ru),  
Цеховский Ю.Г. (Геологический институт РАН), Гусев И.М. (МГУ  
им. М.В.Ломоносова)*

### Аннотация

На примере мезозойско-кайнозойских отложений Забайкалья, Прибайкалья и Монголии проанализированы обстановки осадконакопления в рифтогенных областях. Выявлены особенности осадконакопления в комплексах, обогащенных углеводородами. Установлены закономерности накопления углей и горючих сланцев, приуроченных к рифтогенным структурам.

**Ключевые слова:** рифтогенные структуры, палеоландшафты, угленакопление, комплексы, обогащенные углеводородами.

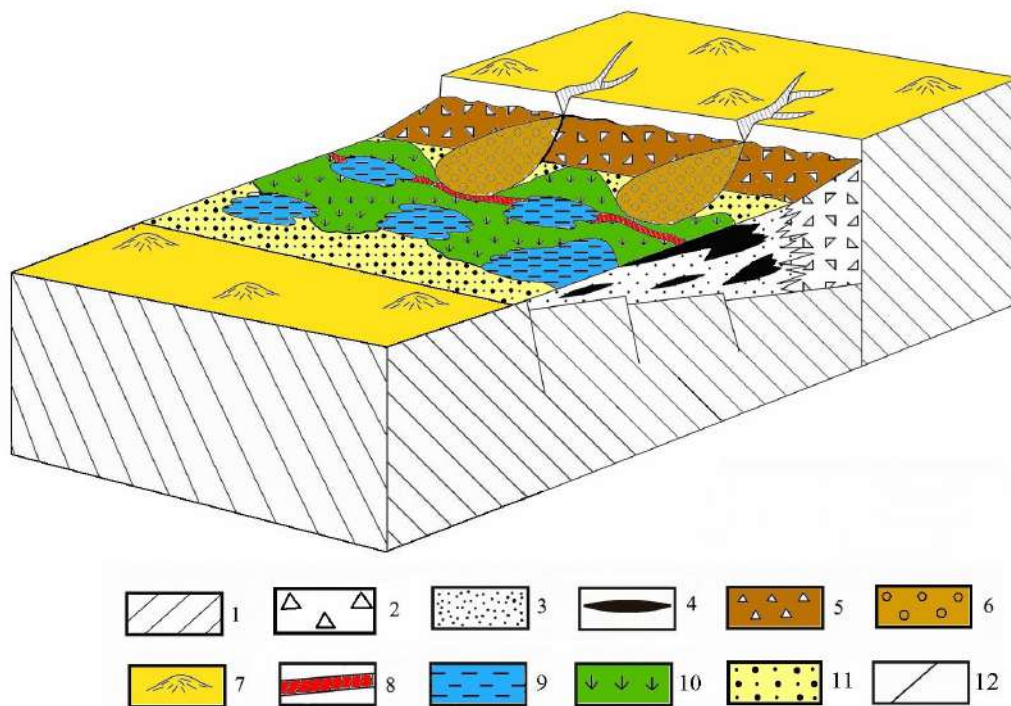
В мезозойско-кайнозойских отложениях Забайкалья, Прибайкалья и Монголии пласты углей и горючих сланцев имеют широкое распространение. В работе проанализированы обстановки осадконакопления в рифтогенных областях и выявлены особенности осадконакопления в комплексах, обогащенных углеводородами. На примере мезозойских рифтогенных впадин Забайкалья рассмотрены модели палеоландшафтов. В Забайкалье накопление большинства угленосных толщ началось в средней юре и продолжалось в верхней юре и раннем мелу в гумидной климатической зоне [1, 2]. Угленосными являются: букачинская (тугнуйская) свита (средняя юра), улангинская свита (средняя юра – начало нижнего мела) и тургино-витимская свита (нижний мел, валанжин – апт). Менее интенсивное угленакопление проявилось в неогеновой танхойской свите на юго-востоке Байкальской депрессии.

Исследования последних лет позволили уточнить существующие представления об условиях формирования мезозойских отложений в рифтогенных структурах. Было установлено, что большинство из них принадлежат к фэновой формации, которая заполняла грабены среди равнинного рельефа [3]. Для этих отложений характерно преобладание неокатанных, плохо сортированных обломков среди грубообломочных пород, наличие в осевых частях удлиненных впадин равнинного аллювия с широким развитием пойменных озер и болот и отсутствие отложений горных рек. К фэновым формациям относят средневерхнеюрские отложения тугнуйской и галгатайской свит и нижнемеловые отложения муртойской, убукунской и холбольджинской свит. Из них угленосными являются тугнуйская, селенгинская и холбольджинская свиты.

В среднеюрской тугнуйской свите на территории Тугнуйской впадины известны 5 месторождений каменных углей. Количество пластов изменяется от одного до 30, а их максимальные мощности на Никольском и Олонь-Шибирском месторождениях достигают соответственно 50 и 45 м [1]. Месторождения нижнемеловых углей селенгинской и вышележащей холбольджинской свит располагаются в Иволгинско-Удинской и Гусиноозерской впадинах. На Гусиноозерском месторождении установлено максимальное (до 70) число угольных пластов.

На территории Забайкалья юрские и нижнемеловые угленосные отложения заполняют цепочки небольших удлиненных приразломных депрессий или впадин (обычно односторонних грабенов), ширина которых достигает 10-20 км. Особенностью их строения является высокая угленасыщенность, присутствие мощных пластов углей, а также быстрая фациальная смена в прибортовых разрезах тонкообломочных угленосных отложений мощными толщами грубообломочных пород (рис.1).





**Рисунок 1.** Модель палеоландшафтов в эпохи образования юрских и нижнемеловых угленосных формаций в Забайкалье: 1–породы фундамента и нижнемезозойские вулканогенные и осадочные отложения, 2–грубообломочные делювиальные отложения (брекчии, с включениями глыб, цементированные дресвяники, 3–тонкообломочные отложения (песчано-алеврито-глинистые), 4–торфяные залежи, 5–временные потоки, 6–конуса выноса, 7–холмы, 8–русло реки, 9–пойменные озера, 10–болота, 11–пойма, 12–разломы.

Главными факторами, способствующими образованию мощных угольных пластов, являются бурный расцвет растительности в условиях гумидного климата, широкое развитие болотных фаций, непрерывное опускание областей торфонакопления в течение длительного времени, отсутствие массового привноса терригенного материала, подавляющего торфонакопление.

Важно отметить незначительную скорость древних эрозионных процессов в пределах возвышенной денудационной равнины, окружавшей мезозойские грабены. Поэтому источником основной части терригенного материала, заполнявшего грабены, служили продукты разрушения пород, слагавших бортовые уступы и образующие узкий шлейф у их подножий. За его пределами нередко длительное время существовали участки, лишённые терригенного осадконакопления, где прогибание дна грабенов компенсировалось лишь непрерывающимся ростом торфяников. Это послужило основной причиной высокой угленасыщенности отложений и способствовало образованию мощных залежей углей.

### Литература

1. История верхнемезозойского угленакопления на территории Бурятской АССР и юго-восточной части Ленского бассейна М.–Л.: Изд-во АН СССР.1963. 335 с.
2. Тимофеев П.П. Эволюция угленосных формаций в истории Земли. М.: Наука.2006. 204 с.
3. Цеховский Ю.Г., Япаскурт О.В., Стукалова И.Е. Седиментогенез в мезозойско-кайнозойских континентальных рифтах Центральной Евразии // Вестник МГУ. Сер. 4. Геология. 2014. № 5. С. 78 – 86.

## ПЕРСПЕКТИВНОСТЬ ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ АПШЕРОНСКОГО АРХИПЕЛАГА

*Султанов Л.А\* (Азербайджанский Государственный Университет Нефти и  
Промышленности, e-mail: latif.sultan@mail.ru)*

### **Аннотация**

В связи с изучением перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих отложений в последние годы в Азербайджане в значительном объеме проводились геолого-поисковые и геофизические работы. В статье были исследованы различные геолого-геофизические и физические аспекты, которые влияли на коллекторный потенциал нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений в данном районе.

Соответственно, была составлена таблица, отражающая коллекторские характеристики месторождения. Так же в таблице были определены минимальные, максимальные и средние пределы физических свойств пород. Рассмотрена зависимость коллекторских свойств от глубины залегания и зависимость их от других физических факторов.

**Ключевые слова:** петрофизика, плотность, распространение ультразвуковых волн, пористость, скважина, породы, глубина, нефть, газ, залежь, критерии, карбонатность, прогиб, геофизика.

При определении нефтегазоносных объектов и перспективных структур одной из важных задач является изучение коллекторских свойств пород. В Азербайджане выявлены и сданы в эксплуатацию богатые месторождения нефти и газа, однако для получения более точной информации о нефтегазоносности некоторых структур и уточнения их геологического строения, одной из актуальных задач является изучение петрофизических свойств пород. Последние играют существенную роль при поисках, разведке, разработке нефтегазовых месторождений и оценке их потенциала. Вследствие этого проведение таких исследований по продуктивной толще (ПТ-нижний плиоцен) нефтегазоносных северных площадей Бакинского архипелага, относящегося к одному из высокоперспективных акваторий Южно-Каспийского бассейна, является весьма актуальным.

Южно-Каспийская мегавпадина, (ЮКВ) в состав которой входит большая часть территории Азербайджанской республики, является одной из потенциально богатейших нефтегазоносных территорий региона. Освоение нефтегазовых ресурсов этих территорий может оказать весьма существенное влияние на дальнейшее развитие экономики не только Азербайджана, но и ряда европейских государств.

Учитывая данную ситуацию, в последние годы в Республике осуществляется передислокация буровых разведочных работ с восточных районов в менее изученные центральные и западные. При этом особую важность обретают обобщение имеющегося геолого-геофизического материала, оценка перспективности отдельных литолого-стратиграфических комплексов и прогнозирование глубокозалегающих нефтегазовых коллекторов.

Локальные поднятия отдельных структурных элементов Апшеронского архипелага развивались в основном при активности одних и тех же механизмов складкообразования, и их подавляющая часть относится к структурам нагнетания. К таковым относится и локальные поднятия антиклинальной линии Дарвин кюпеси (наименование структуры), имеющие одинаковое геологическое строение. К ним относятся Гюргян-дениз, расположенная на антиклинальной линии Дарвин кюпеси- Южный и

о. Чилов, расположенная в антиклинальной линии Хали-Нефт Дашлары. Структуры, которые располагаются на этих антиклинальных линиях, корреляционно изучены.

В районе Апшеронского архипелага были осуществлены петрофизические исследования. Их целью было получение подробной информации о породах-коллекторах и их литолого-петрофизических особенностях, уточнение углеводородных ресурсов и на основе полученных результатов наметить дальнейшее направление поисково-разведочных работ.

С этой целью были исследованы геолого-геофизические и физические характеристики, которые влияли на коллекторский потенциал отложений содержащих нефтяные, газовые и газоконденсатные скопления мезокайнозойского возраста в Апшеронского архипелага. Изучение геологических разрезов локальных поднятий антиклинальной линии Фатьмаи-Зых-Шах-дениз показывает, что на северо-западе данной тектонической линии мощность плиоцен-антропогеновых отложений изменяется от 100 до 200 м. Далее толщина этих отложений увеличивается в сторону Гум адасы до 3600 м, а на Шах-денизе до 6000 м. В пределах соответствующих синклиналей толщина упомянутых отложений достигает 3000 м на северо-западе, а в районе Шах-дениз составляет порядка 10000 м.

В разрезе продуктивной толщи (ПТ) были вскрыты многоэтажные нефтяные залежи. Калининская свита представлена алевролитами и глинистыми отложениями с прослойками мелкозернистых песков и песчаников. Пески кварцевые, средне- мелкозернистые, а глины слабо-песчанистые и слабокарбонатные. Вещественный состав и мощность песчаных горизонтов и глинистых прослоев, разделяющих их, по площади нестабильны. Песчанистость разреза от подошвы к кровле свиты и от свода к крыльям складки увеличивается до 70%. Свита делится на 4 нефтегазоносных горизонта. Кроме того в нижней части горизонта в ряде блоков отмечаются еще 4 горизонта [1,2].

Сейсморазведкой было установлено, что в пределах юго-восточной периклинали шарнир складки разветвляется. Складка с севера кулисообразно сочленяется со структурой Гюнешли через неглубокую седловину, а с юга - сочленяется со структурой Нефт Дашлары-2. На северо-западе Нефт Дашлары отделяется от Палчыг Пильпиляси слабо выраженной седловиной.

Известно, что поиски и разведка месторождений нефти и газа, их разработка и оценка потенциала нефтегазоносности коллекторов зависит от петрофизических свойств отложений, составляющих разрез структуры.

Для определения литолого-петрографических и коллекторских свойств глубокозалегающих слоев изменяющихся по площади, были изучены карбонатность, пористость, проницаемость, плотность, гранулометрический состав и скорости распространения продольных волн с помощью образцов, взятых из пробуренных поисково-разведочных скважин площади Нефт Дашлары. Также были определены экстремальные и средние пределы физических свойств пород. Рассмотрена зависимость их коллекторских свойств от глубины залегания и физических факторов. Соответственно, была составлена петрофизическая таблица [3,4].

Проведенные исследования дают возможность предположить, что изменения физических характеристик исследуемого объекта связаны с литологической неоднородностью основного комплекса, разнообразием пород и тектонических условий. Установлена также закономерность изменения коэффициентов пористости и проницаемости.

Обработка и интерпретация петрофизических и промыслово-геофизических материалов позволили установить, что некоторые горизонты ПТ в пересчете на нефть и газ более перспективны.

Изучая литолого-петрографические свойства отложений месторождения, по геолого-геофизическим материалам и коллекторские свойства образцов керна, взятых из скважин

площади, можно прогнозировать нефтегазоносность глубокозалегающих слоев наряду с эксплуатируемыми

С целью изучения геологического строения месторождения Гюргян-дениз и о. Чилов были собраны геолого-геофизические материалы, на основании изучения которых были построены структурные карты по кровле продуктивных слоев и несколько поперечных и продольных геологических профилей.

В геологическом строении месторождения о.Чилов принимают участие отложения от современных (четвертичных) до диатомовой свиты включительно. Последняя (караган, конк, сармат, меотис) представлена частым чередованием глин, мергелей и алевролитов. Ее вскрытая толщина составляет 290 м.

На вышеотмеченной площади для определения литолого-петрографических и коллекторских свойств, а также закономерности изменения по площади и с глубиной, были изучены карбонатность, пористость, проницаемость, плотность, гранулометрический состав и скорости распространения продольных волн с помощью образцов, взятых из пробуренных поисково-разведочных скважин площади месторождения Нефть Дашлары. Также были определены минимальные, максимальные и средние пределы физических свойств пород. Рассмотрена зависимость коллекторских свойств пород от глубины залегания и от других физических факторов.

Изменение пористости происходит скачкообразно, также как и карбонатности. В некоторых случаях пористость составляет более 20%. Максимальный перепад пористости на Гюргян-дениз составляет 15,7%, а на о. Чилов 18,0% [5,6].

Таким образом, на площадях Апшеронского архипелага были детально исследованы петрофизические свойства коллекторов ПТ, определены основные их параметры и изменение их значений с глубиной. Следует отметить, что проведенный анализ изменения пористости, проницаемости, карбонатности и гранулометрического состава пород возможно аппроксимировать на соседние площади.

Итак, анализ литолого-петрографических свойств отложений рассмотренных площадей и коллекторские свойства образцов пород представленных керновым материалом с различных площадей, дает возможность прогнозировать нефтегазоносность отложений.

#### Выводы

Установлено, что изменение петрофизических значений в широком диапазоне связано с литологическими неоднородностями, разнообразием глубин залегания пород и тектоническими условиями в регионе.

При исследовании коллекторских свойств региона установлено, 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; прогнозировании нефтегазоносности глубинных пластов, наряду с использованием современных геофизических методов, целесообразно применять и петрофизические методы определения коллекторских свойств пород.

Приведенные в статье результаты и выводы, вытекающие из их обобщения получены в рамках реализации гранта "Фонда развития науки при Президенте Азербайджанской Республики". Тематика конкурса 2016 г. "Интеграция науки и образования"- (EIF/MQM/Elm-Tehsil-1-2016-1(26)).

#### Литература

1. Али-заде А.А., Ахмедов Г.А., Ахмедов А.М., Алиев А.К., Зейналов М.М. – Геология нефтяных и газовых месторождений Азербайджана. // Изд.: Недра, 1966.



- с. 390.
2. Керимов К.М., Рахманов Р.Р., Хеиров М.Б. «Нефтегазоносность Южно- Каспийской мегавпадины». Баку. 2001, 317с
  3. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых. / Под ред. Н. Б. Дортман. –М.: Недра, 1976. – с. 527.
  4. Кожевников Д.А. Петрофизическая инвариантность гранулярных коллекторов. // Геофизика.- 2001 - № 4. 31-37 с.
  5. Гурбанов В. Ш., Султанов Л. А., Самед-заде А. А. Результаты исследований литолого-петрографических и коллекторских характеристик отложений продуктивной толщи нефтегазоносных площадей месторождений Гюргян-дениз и о. Чиллов /Горно-геологический журнал/. 2016. № 3-4, стр.37-45.
  6. Гурбанов В.Ш., Султанов Л.А. О нефтегазоносности мезозойских отложений Азербайджана. // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 16. С. 7-13.

## ВЫДЕЛЕНИЕ ПАЛЕОРУСЕЛ В ПЕСЧАНО-ГЛИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ С ПОМОЩЬЮ ПРОГРАММЫ "PETREL"

Сулов Александр Андреевич (МГРИ, alexandr\_suslov@bk.ru),  
Вайнерман Б.П. (МГРИ, bwinerman@yandex.ru)

### Аннотация

На основании данных сейсморазведки, результатов бурения и испытания двух скважин и данных геофизических исследований скважин помощью программы "Petrel" проведено выделение палеорусел в песчано-глинистых отложениях среднеюрского возраста.

**Ключевые слова:** Скважина, поверхность, моделирование, палеорусл, неструктурные залежи.

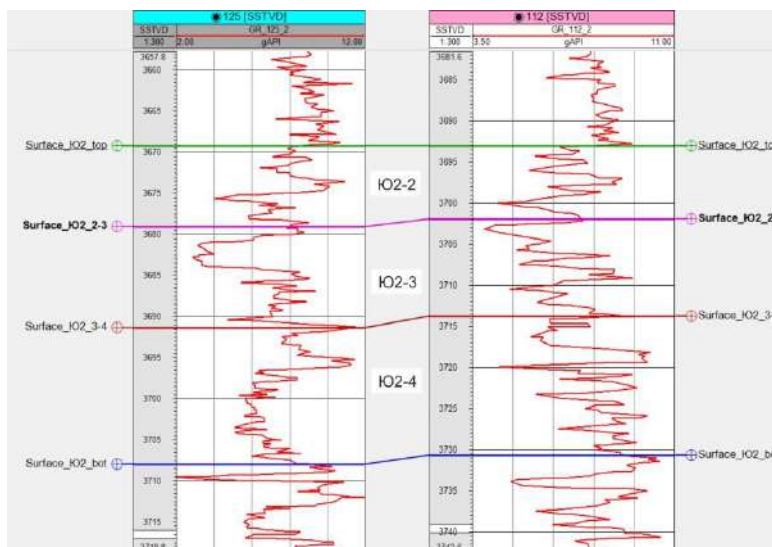
Тазовско-Заполярьий лицензионный участок расположен в заполярной части Западно-Сибирской равнины. В административном отношении входит в состав Тазовского района (р.ц. - п. Тазовский), Ямало-Ненецкого АО (окружной центр г. Салехард) Тюменской области.

В настоящей работе использовались материалы сейсмических исследований (съемка 3D) и результаты бурения, испытания и геофизических исследований (ГИС) в поисковых скважинах 112 и 125, пробуренных юго-восточнее рассматриваемого лицензионного участка и вскрывших отложения среднеюрского возраста.

В поисковой скв. 112 из среднеюрских отложений (пласт Ю2) получен газ дебитом 23 тыс м<sup>3</sup>. В скв. 125 получен фильтрат бурового раствора (КИИ-95), то есть скважина практически не испытана.

По материалам сейсмических исследований (3D) на лицензионном участке выделяется три системы палеорусел, расположенных на разных гипсометрических отметках и приуроченных к пластам Ю2-2, Ю2-3 и Ю2-4.

На основе данных ГИС в скв. 112 и 125 была выполнена корреляция разрезов скважин пласта Ю2 и выделены в разрезе пласты Ю2-2, Ю2-3 и Ю2-4 (рис. 1).



**Рисунок 1.** Корреляция разрезов скв. 112 и скв. 125

Используя данные интерпретации сейсмических данных МОГТ 3D (структурная карта по кровле пласта Ю<sub>2</sub> (Тюменская свита), рис.2 и интерпретация седиментационных срезов с выделением на них контуров палеорусел), результаты испытания скважин и данные ГИС,

применяя программный комплекс компании Schlumberger "Petrel", было проведено структурное моделирование пласта Ю<sub>2</sub> с выделением палеорусловых тел в его объеме.

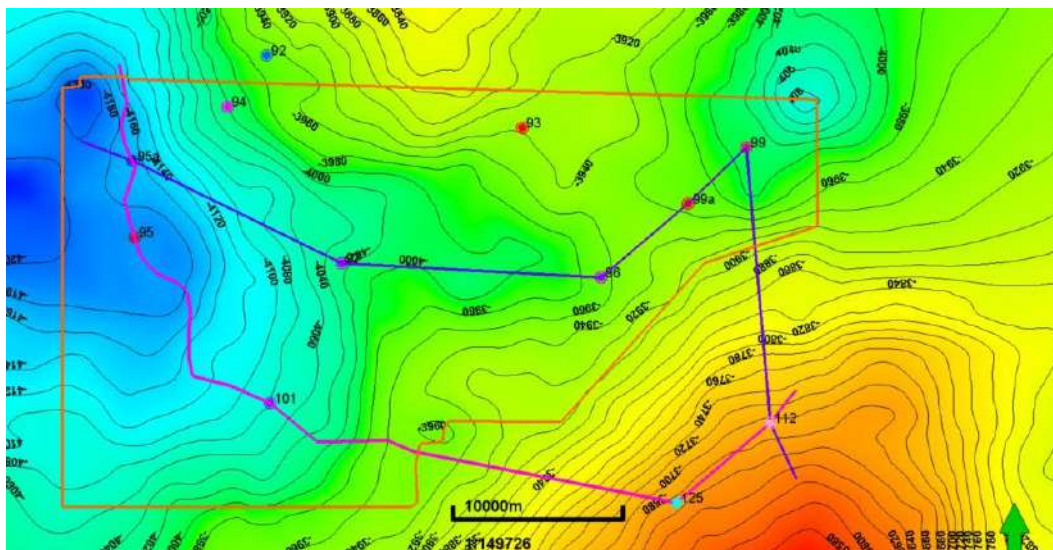


Рисунок 2. Структурная карта по кровле пласта Ю<sub>2</sub> (Тюменская свита)

После нанесения контуров палеорусел выделенных по седиментационным срезам на структурную карту, было произведено оконтуривание их с помощью замкнутых полигонов. Далее были созданы поверхности отражающие площадное распространение палеорусловых тел. Следующим этапом стало создание 3D модели палеорусел (рис.3). Здесь были соотнесены выделенные уровни палеорусел по данным сейсморазведки и результаты корреляции разрезов скважин 112 и 125. На схеме корреляции четко выделяются все три уровня которые были установлены сейсмикой.

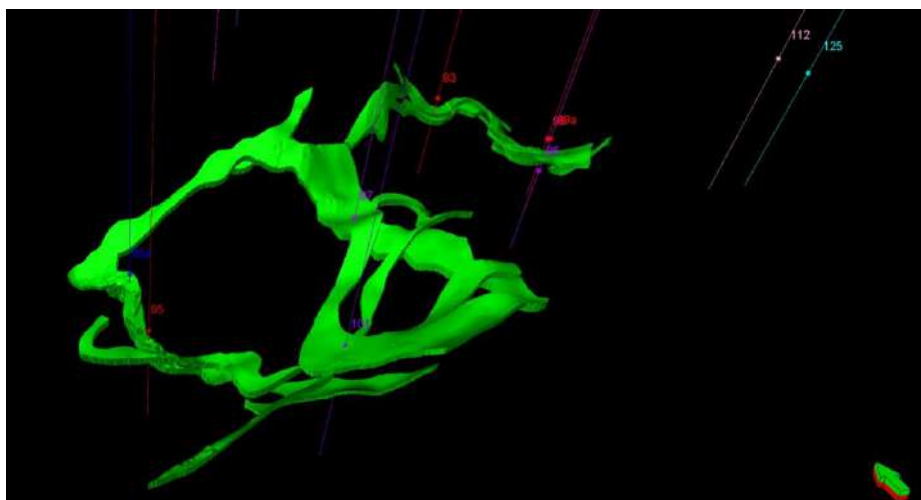


Рисунок 3. Модель палеорусел 3D

Далее было произведено внедрение 3D модели палеорусел в модель общего объема породы (рис.4, 5).

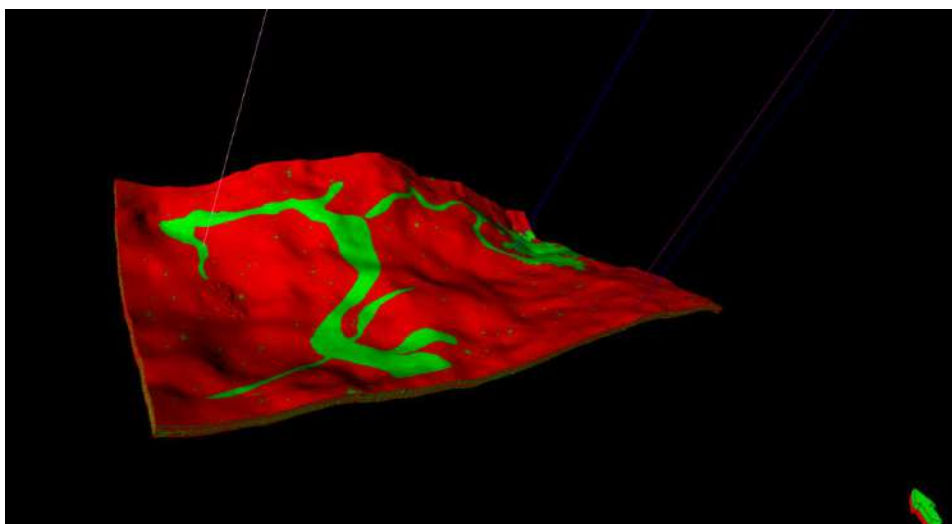


Рисунок 4. Палеоруслы в общем объеме породы

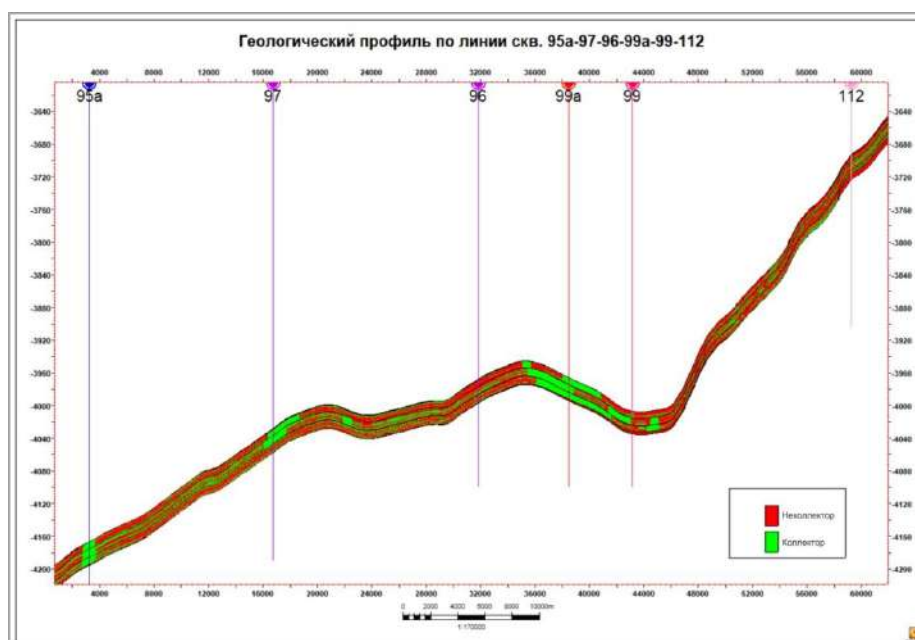


Рисунок 5. Модель общего объема породы с внедренными палеоруслами в разрезе.

Проведенное моделирование позволило пространственно представить распространение сложнопостроенных коллекторов в объеме породы, а также спрогнозировать возможную нефтегазоносность новой площади для уточнения места заложения поисковых скважин.

#### Литература

1. Бакиров А.А., Керимов В.Ю. и др. Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа/Под ред. Э.Ф.Бакирова и В.Ю.Керимова: Учебник для вузов в 2-х кн. – М.: ООО"Издательский дом Недра", 2012.- 416 с.

2. Закревский К.Е.Практикум по геологическому 3D моделированию. Построение тестовой модели в Petrel 2009. – М., 2010. – 110 с.



## МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗОБЩЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИ СВЯЗАННЫХ НЕОДНОРОДНЫХ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ

*Тимиргазина Л.Р.\* (Санкт-Петербургский горный университет, liana.timirgazina@yandex.ru), Тананыхин Д.С. (Санкт-Петербургский горный университет, Tananykhin\_DS@pers.spmi.ru)*

### Аннотация

В статье рассмотрены подходы к эксплуатации многопластовых объектов, включающих два или более гидродинамически связанных пласта значительно отличающихся по своим свойствам. Указаны примеры использования технологии в мировой истории. Представлена методика технологии разобщения пластов с помощью моделирования в программном комплексе tNavigator.

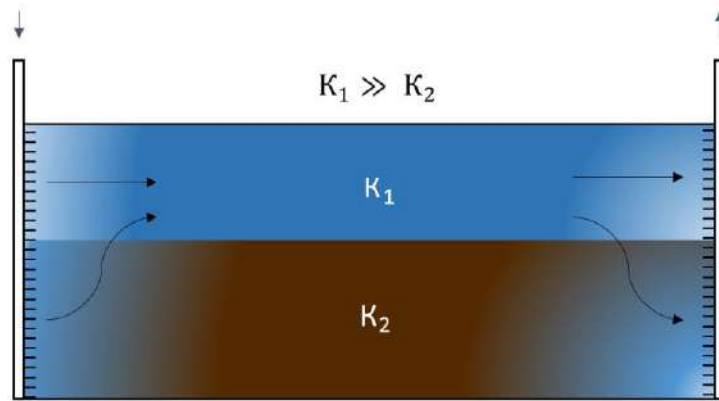
**Ключевые слова:** многопластовые залежи; одновременно-раздельная эксплуатация; моделирование; высокопроницаемый коллектор; неравномерная выработка.

Доля трудноизвлекаемых запасов увеличивается из года в год, в разработку вводятся многопластовые и сложные по своему геологическому строению месторождения. Выработка запасов таких залежей происходит неравномерно, что существенно затрудняет процесс нефтедобычи. Особенно острой является проблема разработки многопластовых месторождений, пласты которых между собой гидродинамически связаны. Для уменьшения негативного влияния их совместной эксплуатации необходимо применение новых технологий, которые будут учитывать гидродинамическую связь между пластами.

Вопрос разработки многопластовых месторождений с гидродинамической связью был широко изучен многими учеными и исследователями на примере Талинского, Ближневосточного месторождений, анализ которых выявил сходную проблематику при их разработке. В связи с тем, что интервалы высокопроницаемой части коллектора, относительно общего объема залежи занимают небольшую часть, возникает проблема при их вскрытии: происходит истощение упругого запаса в высокопроницаемом пласте, что имеет негативный характер при наличии подстилающей воды. Разрабатывая месторождения с помощью поддержания пластового давления приходится сталкиваться с большой приемистостью. Низкая проницаемость пласта в совокупности с высокой приемистостью приводит к опережающему прорыву воды, вследствие чего запасы низкопроницаемого пласта оказываются заблокированы областями с высокой водонасыщенностью и перестают дренироваться (Рисунок 1) [1,2].

На сегодняшний день для разработки неоднородных по своим фильтрационно-емкостным свойствам коллекторов А.В. Демидов в своих работах [1] выделяет следующие методы:

1. Поочередное вскрытие и разработка пластов единой сеткой скважин;
2. Одновременное вскрытие и разработка пластов единой сеткой скважин;
3. Одновременное вскрытие и разработка пластов различными сетками скважин;
4. Одновременное вскрытие и разработка пластов единой сеткой скважин с использованием технологии одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ).



**Рисунок 1.** Выработка запасов гидродинамически связанных пластов, значительно отличающихся по проницаемости, где  $K_1$ ,  $K_2$  – коэффициент проницаемости

Использование методов разработки пластов единой сеткой скважин в независимости от очередности вскрытия нецелесообразно из-за возникновения перетоков. Наиболее эффективно при таких условиях применять технологию одновременно-раздельной эксплуатации скважин, однако принимая во внимание тот факт, что пласты между собой гидродинамически связаны, то существует необходимость усовершенствования технологии ОРЭ. В данной работе предлагается использовать моделирование разобщения пласта взвешенными частицами. Данная технология успешно опробована на месторождении Ближнего Востока. Суть ее заключается в изолировании пластов друг от друга путем нагнетания в высокопроницаемый пласт воды с содержанием взвешенных частиц, в качестве которых могут служить: глина, кварц, кальцит.

В исследуемой работе предлагается рассмотреть два варианта разработки:

Вариант а – разработка пластов с использованием ОРЭ;

Вариант б – разработка пластов с помощью технологии изолирования пластов взвешенными частицами.

Перед началом мероприятия необходимо определить размер части, состав и их концентрацию, таким образом, чтобы предотвратить возникновение химических реакций приводящих к снижению проницаемости высокопроницаемого пласта. В обоих вариантах рассмотрен 10-летний период разработки. В варианте б формирование зоны разобщения реализуется при достижении 85 % обводненности продукции, как только обводненность будет больше 85 %, начнется закачка воды в высокопроницаемый пласт с содержанием взвешенных частиц на протяжении 1 года, а закачка в низкопроницаемый пласт будет приостановлена. По истечению 1 года восстановится закачка подготовленной (очищенной) воды в оба пласта. За счет такой механизации образуется зона с дополнительными фильтрационными сопротивлениями, которая препятствует перетокам жидкости.

Расчеты были выполнены с помощью секторной трехмерной гидродинамической модели, так как за счет меньшей моделируемой зоны сокращается время на обработку результатов. Размерность модели 100x100x21 ячеек. Рассматриваемая модель включает высокопроницаемый пласт толщиной - 6 м и низкопроницаемый пласт толщиной – 15 м (Рисунок 2). Моделирование технологии ОРЭ осуществляется путем задания скважины в ячейке, имеющую одинаковую координату в направлениях «X» и «Y», но разные интервалы вскрытия в направлении «Z», таким образом каждая из скважин будет вскрывать один из пластов. Нагнетательная скважина №1 и №1а имеет одинаковые координаты в направлениях «X» и «Y», а в направлении «Z» скважина №1 скрывает пласты с 1 по 6, №2 с 7 по 15.

Используемые геолого-физические условия в модели характерны для месторождений с многопластовыми залежами (Таблица 1).

Таблица 1 - Геолого-физическая характеристика объекта разработки для проведения секторного моделирования

Параметр	Высокопроницаемый пласт	Низкопроницаемый пласт
Пористость, д.ед	0,2	0,16
Проницаемость, $10^{-3} \cdot \text{мкм}^2$	300	10
Эффективная толщина, м	6	15
Давление насыщения нефти газом, МПа	15-20	
Начальное пластовое давление, МПа	25,5	25,5
Вязкость нефти в пластовых условиях мПа*с	1,7	
Пластовая температура, °C	100	

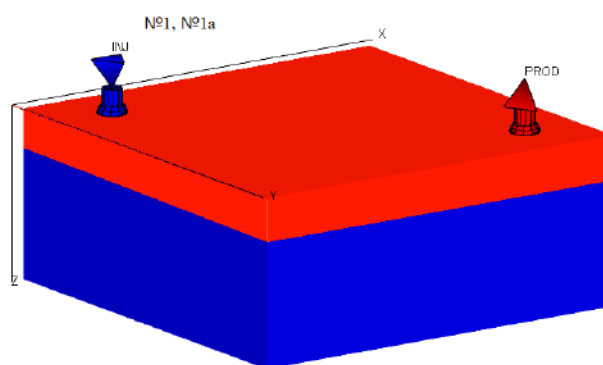
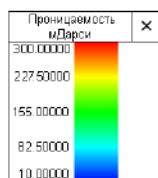


Рисунок 2. Распределение проницаемости объекта разработки для проведения секторного моделирования

В результате проведенных исследований и построения секторной трехмерной гидродинамической модели предлагаемая технология показала высокую эффективность. Путем нагнетания воды с содержанием взвешенных частиц формируется зона с дополнительными фильтрационными сопротивлениями, препятствующая перетокам жидкости. Учет механизмов загрязнения пласта при прогнозировании технологических показателей разработки позволит увеличить конечный коэффициент нефтеотдачи как по залежи, так и по месторождению в целом.

#### Литература

1. Демидов А.В. Разработка технологии повышения эффективности заводнения гидродинамически связанных пластов: дисс. ... канд. Техн. наук: 25.00.17, 2018. - 172 с
2. Мищенко, И.Т. Особенности разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами / И.Т. Мищенко, А.Т. Кондратюк. – М.: Нефть и газ, 1996. - 190с.

## МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ГАЗОЖИДКОСТНОГО ТЕЧЕНИЯ НА ГАЗОКОНДЕНСАТНОМ ПЛАСТЕ С ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНОЙ ПРИ НЕУСТАНОВИВШЕМСЯ РЕЖИМЕ

*Фейзуллаев Х.А. \*(SOCAR, Нефтегазовый научно-исследовательский проектный институт; Az1122, Азербайджан, г. Баку, пр. Г.Зардаби, 88А, э-почта: feyzullayevxasay@gmail.com), С.Д. Магеррамова (НАНА, Институт Нефти и Газа; э-почта: meherremlisamire80@mail.ru), Н.М. Фейзуллаева (НАНА, Институт Нефти и Газа: feyzullayevxasay@gmail.com), Г.Е. Самедова (НАНА, Институт Нефти и Газа; э-почта: aliyevagulshan85@gmail.com)*

### Аннотация

Процесс эксплуатации газоконденсатного пласта с горизонтальной скважиной был смоделирован на основе совместной комбинации уравнений фильтрации в пласте, баланса притока из пласта к горизонтальному стволу и потока в стволе скважины газоконденсатной системы, и на его основе было исследовано влияние геологических и технологических факторов на производительность горизонтальной скважины, пробуренной на пласт. Было установлено, что существенно влияющими на производительность горизонтальной скважины показателями являются проницаемость пласта, параметры анизотропии, диаметр и длина горизонтального ствола, расположение горизонтального ствола по высоте пласта и давление на забое.

**Ключевые слова:** газоконденсатная система, горизонтальная скважина, проницаемость, пористость, давление.

Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений с горизонтальными скважинами считается одним из важнейших приоритетов нефтегазовой отрасли с точки зрения увеличения добычи. Применение горизонтальных скважин используется при разработке нефтегазовых и газоконденсатных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов, при разработке месторождений, имеющих истощенные энергетические ресурсы и, в общем, в тех случаях, когда невозможно добывать запасы углеводородов с применением вертикальных скважин в пластах.

Теоретические исследования и фактические данные подтверждают высокую эффективность анизотропных и низкопроницаемых нефтяных и газовых месторождений с горизонтальными скважинами [1,2 и др.]. Основная проблема заключается в том, чтобы найти такие гарантированные значения конструкционных параметров горизонтального ствола, при которых интенсивность роста добычи может превышать или компенсировать затраты на бурение. В работе исследуются варианты нахождения оптимальной конструкции горизонтальных скважин, в том числе влияние расположения горизонтального ствола по толщине пласта, анизотропии пласта, диаметра и длины фонтанной трубы на продуктивность скважины.

В круглом цилиндрическом пласте эксплуатируются расположенные на расстоянии  $z_0$  от основания подошвы пласта с  $L = z_{\max} - z_{\min}$  длиной ствола с горизонтальной скважиной с дебитом  $Q_0(t)$  (рис.1). Принимается, что длина боковой стороны пласта  $h$ , толщина  $2r_k$ , начальное давление  $p_0$ , проницаемость по горизонтальному и вертикальному направлениям соответственно  $k_z, k_r$ . Подошва и кровля пласта непроницаемые. Требуется определить в пласте и на поверхности скважин давление, а также другие технологические показатели разработки.



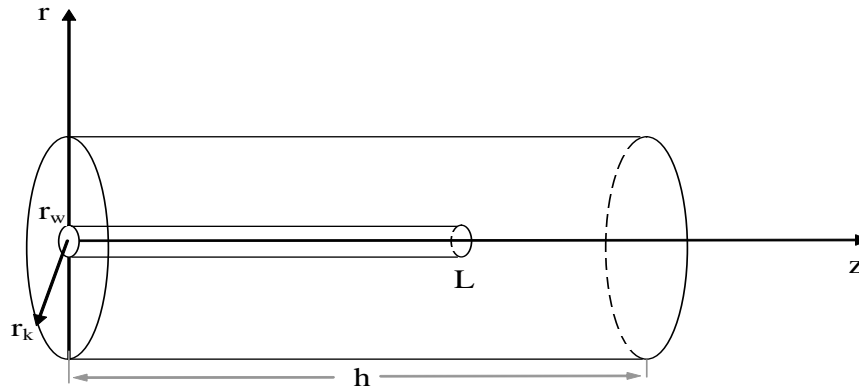


Рисунок 1. Схема описания эксплуатации пласта с горизонтальной скважиной

Решение поставленной задачи сводится в рамках соответствующих начальных и граничных условий к решению нижеследующей системы нелинейных дифференциальных уравнений с частными производными, полученной на основе совместной комбинации уравнений фильтрации в пласте, баланса притока из пласта к горизонтальному стволу и потока в стволе скважины газоконденсатной системы [3]:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \{rk_r V_z(r, z, t, s_k, p)\} + \frac{\partial}{\partial z} \{k_z V_z(r, z, t, s_k, p)\} = \frac{\partial}{\partial t} \{m(A(r, z, t, p) + s_k B(r, z, t, p))\}, (r, z) \in D, t \in (0, T), \quad (1)$$

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \{rk_r V_k(r, z, t, s_k, p)\} + \frac{\partial}{\partial z} \{k_z V_k(r, z, t, s_k, p)\} = \frac{\partial}{\partial t} \{m(C(r, z, t, p) + s_k D(r, z, t, p))\}, (r, z) \in D, t \in (0, T), \quad (2)$$

$$p(r, z, t)|_{t=0} = p_0(r, z), s_k(r, z, t)|_{t=0} = 0, (r, z) \in D, \quad (3)$$

$$k_r \{V_z(r, z, t, s_k, p) + V_k(r, z, t, s_k, p)\}|_{r=r_k} = 0, k_z \{V_z(r, z, t, s_k, p) + V_k(r, z, t, s_k, p)\}|_{z=0, h} = 0, t \in (0, T), \quad (4)$$

$$2\pi r_w \int_0^z k_r \{V_z(r, z, t, s_k, p) + V_k(r, z, t, s_k, p)\}|_{r=r_w} dz = -Q^w(z, t), t \in (0, T), \quad (5)$$

$$Q^w(z, t)|_{z=0} = Q_0(t), \quad (6)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial^2 u_1}{\partial t^2} + \frac{Q^w(z, t)}{\varphi_1 f} \frac{\partial^2 u_1}{\partial t \partial z} &= \frac{\delta(z - z_{\min})}{\rho_z} p(r_w, z_{\min}, t) - \frac{\delta(z - z_{\max})}{\rho_z} p(r_w, z_{\max}, t) + a_1^2 \frac{\partial^2 u_1}{\partial z^2} + \\ &+ \frac{4}{3} v_1 \frac{\partial^3 u_1}{\partial t \partial z^2} - (2h_{f1} + \frac{K}{\rho_z}) \frac{\partial u_1}{\partial t} + \frac{K}{\rho_z} \frac{\varphi_2}{\varphi_1} \frac{\partial u_2}{\partial t}, \end{aligned} \quad (7)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial^2 u_2}{\partial t^2} + \frac{Q^w(z, t)}{\varphi_2 f} \frac{\partial^2 u_2}{\partial t \partial z} &= \frac{\delta(z - z_{\min})}{\rho_k} p(r_w, z_{\min}, t) - \frac{\delta(z - z_{\max})}{\rho_k} p(r_w, z_{\max}, t) + a_2^2 \frac{\partial^2 u_2}{\partial z^2} + \\ &+ \frac{4}{3} v_2 \frac{\partial^3 u_2}{\partial t \partial z^2} - (2h_{f2} + \frac{K}{\rho_k}) \frac{\partial u_2}{\partial t} + \frac{K}{\rho_k} \frac{\varphi_1}{\varphi_2} \frac{\partial u_1}{\partial t}, \end{aligned} \quad (8)$$

$$u_1|_{t=0} = u_2|_{t=0} = 0, \frac{\partial u_1}{\partial t}|_{t=0} = \frac{\partial u_2}{\partial t}|_{t=0} = 0, \quad (9)$$

$$u_1|_{z=0} = u_2|_{z=0} = 0, \frac{\partial u_1}{\partial z}|_{z=L} = 0, \frac{\partial u_2}{\partial z}|_{z=L} = 0. \quad (10)$$

Здесь

$$V_z(r, z, t, s_k, p) = \left( \frac{F_z(s_k) p \beta [1 - c(p) \bar{\gamma}(p)]}{\mu_z(p) z(p) p_{амм}} + \frac{F_k(s_k) S_k(p)}{\mu_k(p) a_k(p)} \right) \frac{\partial p}{\partial r},$$

$$V_k(r, z, t, s_k, p) = \left( \frac{F_k(s_k)}{\mu_k(p) a_k(p)} + \frac{F_z(s_k) c(p) \beta}{\mu_z(p) z(p) p_{амм}} \right) \frac{\partial p}{\partial r}, \quad A(r, z, t, p) = \frac{p \beta [1 - c(p) \bar{\gamma}(p)]}{\mu_z(p) z(p) p_{амм}},$$

$$B(r, z, t, p) = \left[ \frac{S_k(p)}{a_k(p)} - \frac{p \beta [1 - c(p) \bar{\gamma}(p)]}{z(p) p_{амм}} \right], \quad C(r, z, t, p) = \frac{p \beta c(p)}{z(p) p_{амм}}, \quad D(r, z, t, p) = \left[ \frac{1}{a_k(p)} - \frac{p \beta c(p)}{z(p) p_{амм}} \right],$$

$p(r, z, t)$  - давление;  $s_k(r, z, t)$  - конденсатонасыщенность;  $F_z(s_k)$  и  $F_k(s_k)$  - относительная фазовая проницаемость соответственно для газовой и жидкой фаз;  $c(p)$  - содержание конденсата в газовой фазе;  $\bar{\gamma}(p)$  - отношение удельного веса конденсата в жидкой и газовой фазе при нормальных условиях;  $S_k(p)$  - количество растворенного в жидкости газа;  $a_k(p)$  - объемный коэффициент жидкой фазы;  $m$  - пористость;  $h$  - толщина пласта;  $p_{амм}$  - атмосферное давление;  $\beta$  и  $z(p)$  - коэффициенты соответственно температурной поправки и сжимаемости для газовой фазы;  $\mu_z(p)$  и  $\mu_k(p)$  - вязкости соответственно газовой и жидкой фаз;  $k_r, k_z$  - значения коэффициента проницаемости в направлениях  $r$  и  $z$ ;  $r_w$  - радиус скважины;  $r_k$  - дренажный радиус скважины;  $u_1$  и  $u_2$  - упругая деформация газовой и жидкой фаз любого поперечного сечения ствола скважин;  $a_1, a_2$  - скорости распространения волн в газовой и жидкой фазах в горизонтальном стволе;  $\rho_z, \rho_k$  - плотности газа и жидкости в горизонтальном стволе;  $f$  - площадь поперечного сечения горизонтального ствола;  $K$  - коэффициент взаимодействия между фазами;  $L$  - длина горизонтального ствола;  $p(r_w, z_{\min}, t)$  - давление на ствол скважины при  $z = z_{\min}$ ;  $p(r_k, z_{\max}, t)$  - давление на ствол скважины при  $z = z_{\max}$ ;  $\delta(\cdot)$  - функция Дирака;  $\nu_1, \nu_2$  - кинематические вязкости газовой и жидкой фазы в горизонтальном стволе;  $h_1, h_2$  - коэффициенты сопротивления газовой и жидкой фаз в горизонтальном стволе;  $\varphi_1, \varphi_2$  - истинные объемные концентрации газа и жидкости в горизонтальном стволе;  $(r, z)$  - координатные точки пласта;  $D$  - область фильтрации;  $t$  - время.

На основании предложенной вычислительной модели по известным нижеследующим значениям параметров, характеризующих пласта, горизонтальную скважину и физических свойств газоконденсатной системы

$$r_k = 1000 \text{ м}, \quad r_w = 0.1 \text{ м}, \quad h = 50 \text{ м}, \quad z_0 = 25 \text{ м}, \quad m = 0.15, \quad k_r = 0.1 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2, \quad k_z = 0.5 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2,$$

$$p_{ат} = 0.1 \cdot 10^6 \text{ Па}, \quad p_0 = 40 \cdot 10^6 \text{ Па}, \quad p_k = 40 \cdot 10^6 \text{ Па}, \quad T_{ат} = 20 \text{ }^\circ\text{C}, \quad \beta = T_{ат}/T = 0.854, \quad z \in [0, 500 \text{ м}],$$

$$F_z(s_k) = 0.92(1 - s_k)^{2.93}, \quad F_k(s_k) = 0.78 s_k^{2.12}, \quad h_1 = 0.005 \text{ 1/с}, \quad h_2 = 0.05 \text{ 1/с}, \quad \varphi_1 = 0.8, \quad \varphi_2 = 0.2,$$

$$K = 0.001 \text{ кг/(м}^3 \cdot \text{с)}, \quad \nu_1^0 = 0.5 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}, \quad \nu_2^0 = 0.5 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}, \quad a_1^0 = 100 \text{ м/с}, \quad a_2^0 = 2500 \text{ м/с},$$

$$\rho_z(p) = -0.82 \cdot 10^{-6} p^3 + 0.11686 \cdot 10^{-3} p^2 + 0.00245698 p - 0.01062082 \text{ кг/м}^3,$$

$$\rho_k(p) = 0.127 \cdot 10^{-5} p^3 - 0.14994 \cdot p^2 - 0.00027163 \cdot p + 0.78840831 \text{ кг/м}^3,$$

$$\mu_z(p) = 0.0126 + 0.257 \cdot 10^{-4} p + 0.1633 \cdot 10^{-7} p^2 \text{ мПа} \cdot \text{с},$$

$$\mu_k(p) = 0.6 - 0.3295 \cdot 10^{-2} p + 0.1044 \cdot 10^{-4} p^2 - 0.1558 \cdot 10^{-7} p^3 + 0.85 \cdot 10^{-11} p^4 \text{ мПа} \cdot \text{с},$$

$$z(p) = 1.0 - 0.1162 \cdot 10^{-2} p + 0.3744 \cdot 10^{-5} p^2 - 0.2965 \cdot 10^{-9} p^3 - 0.1975 \cdot 10^{-11} p^4$$

$$c(p) = 0.637 \cdot 10^{-4} - 0.5057 \cdot 10^{-6} p + 0.6265 \cdot 10^{-8} p^2 - 0.1595 \cdot 10^{-10} p^3 + 0.13 \cdot 10^{-13} p^4 \text{ м}^3/\text{м}^3,$$

$$a_k(p) = 1.116 + 0.1157 \cdot 10^{-2} p + 0.23674 \cdot 10^{-6} p^2, \quad S_k(p) = 0.814286 p \text{ м}^3/\text{м}^3,$$

$$\bar{\gamma}(p) = 194.899 - 0.42974 \cdot 10^{-1} p + 0.1335 \cdot 10^{-4} p^2 - 0.6053 \cdot 10^{-6} p^3 + 0.622 \cdot 10^{-9} p^4,$$

определены технологические показатели горизонтальной скважины в зависимости от времени разработки, и в результате обобщения получены следующие выводы:

- максимальный дебит горизонтальной скважины получается в изотропных пластах, т. е. при низких значениях коэффициента анизотропии для одних и тех же данных по геологическим условиям и фильтрационно-емкостным свойствам пласта продуктивность горизонтальной скважины по сравнению с продуктивностью изотропного пласта снижается существенно в несколько раз. Бурение горизонтальной скважины не считается эффективным, если проницаемость по толщине пласта меньше по сравнению с проницаемостью пласта по площади.

- была установлена увеличивающаяся динамика добычи скважин при условиях расположения горизонтального ствола от подошвы пласта к центральной части, а также уменьшающаяся динамика добычи скважины от центральной части к кровле пласта.

- по мере увеличения длины ствола горизонтальной скважины приток газа и конденсата, входящих от поверхности к стволу, уменьшается, но после определенной длины удлинение ствола не влияет на дебит скважины.

- при уменьшении диаметра горизонтального ствола уменьшается оптимальная длина ствола, и за счет увеличения потерь давления при растущих силах трения внутри ствола происходит сильное уменьшение производительности скважин и по газу и по конденсату.

### Литература

1. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. М.: Струна. 1998. 628 с.
2. Joshi S.D. Horizontal Well Technology. Oklahoma. 1991. p.533.
3. Аббасов Е.М., Фейзуллаев Х.А. Математическое моделирование процессов течения газожидкостной смеси в пласте и в трубе с учетом динамической связи системы пласт-скважина // Журнал вычислительной математики и математической физики. 2016. т.56. №1. С.142-154.

## УТОЧНЕНИЕ МЕСТА ЗАЛОЖЕНИЯ ПОИСКОВОЙ СКВАЖИНЫ С ПОМОЩЬЮ ПРОГРАММЫ "PETREL"

*Чигасов Н.А. (МГРИ, [chigas.n.a@gmail.com](mailto:chigas.n.a@gmail.com)), Вайнерман Б.П. (МГРИ, [bwinerman@yandex.ru](mailto:bwinerman@yandex.ru))*

### Аннотация

В результате обработки информации по двум разрабатываемым месторождениям и одной разведочной скважине проведено уточнение места заложения поисковой скважины на новой площади.

С помощью программы "Petrel" прогнозируется возможная нефтеносность рассматриваемой площади.

**Ключевые слова:** Нефтяная залежь, скважина, поверхность, структура

Рассматриваемая площадь (Восточно-Орешниковский лицензионный участок) находится рядом с разрабатываемыми нефтяными месторождениями Окуневским и Орешниковским в 70 километрах юго-восточнее г. Ижевска (Удмуртская Республика).

Продуктивный разрез отложений нижнего карбона (тульский горизонт – пласты С1, СII, СIII, CIV; бобриковский горизонт – пласт CV) представлен песчаниками и алевролитами.

В настоящей работе использовались материалы по Окуневскому месторождению (скв. 1476, 1612, 1616, 1623\_1, 1887, 1630), Орешниковскому месторождению (скв. 1894, 1479, 1896) и разведочной скв. 1880, пробуренной восточнее Орешниковского месторождения.

По данным испытания скважин и материалам геофизических исследований скважин (ГИС) установлены следующие водонефтяные контакты (ВНК):

- Окуневское месторождение - -1225,5 м;
- Орешниковское месторождение - -1221,5 м;
- скв. 1880 - -1218,0 м.

На основе данных геофизических исследований скважин (ГИС) была выполнена корреляция разрезов скважин тульского и бобриковского горизонтов для обоих месторождений и скв. 1880 (Рисунок 1).

Используя данные сейсмических исследований (структурная карта по кровле тульского горизонта ОГП, Рисунок 2), результаты испытаний скважин, корреляцию разрезов скважин и данные ГИС (пористость, нефтенасыщенность), проведено моделирование пласта CV (бобриковский горизонт) с помощью программы "Petrel".

После создания куба Литология (коллектор принимает значение 1, неколлектор – 0) построены карты по кровле и подошве коллекторов. На эти карты были нанесены выявленные водонефтяные контакты, а также ВНК в районе купола с проектной скв. 1881. Абсолютная отметка ВНК в данном районе выбиралась по последней замкнутой изогипсе (а.о. -1230,0 м). Такой подход позволяет учесть спрогнозировать максимальную нефтеносность вероятных скоплений нефти.

На Рисунке 3 показана карта по кровле коллекторов пласта CV с нанесенными внешними контурами нефтеносности.



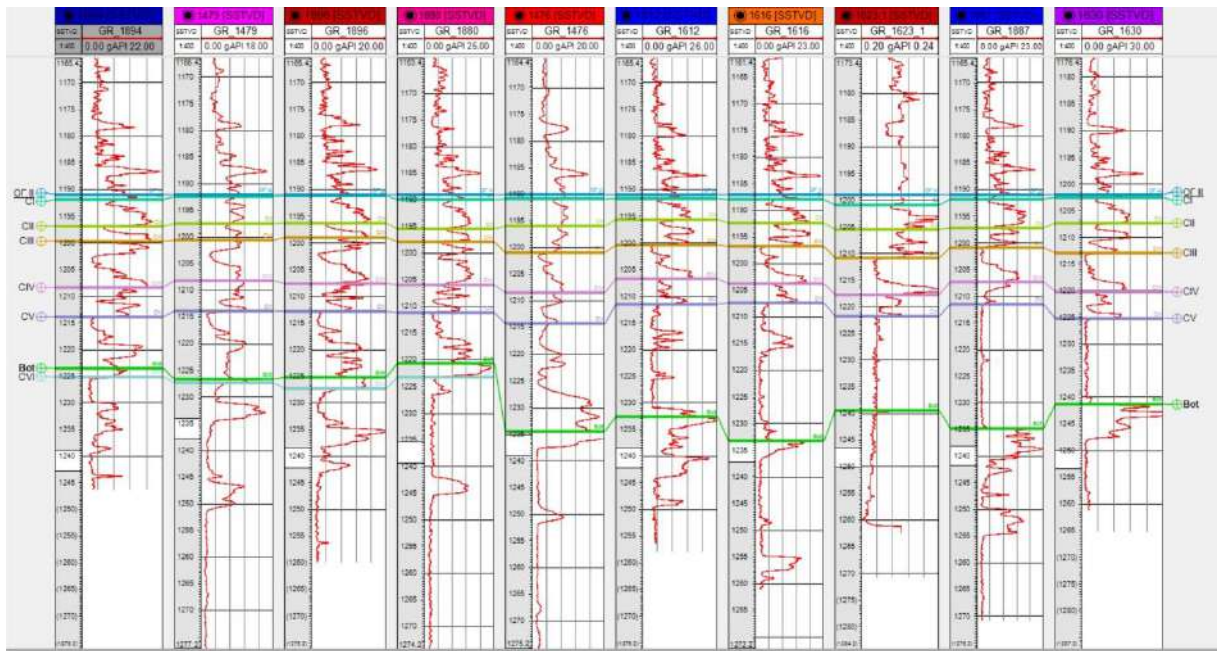


Рисунок 1. Корреляция разрезов скважин тульского и бобриковсого горизонтов

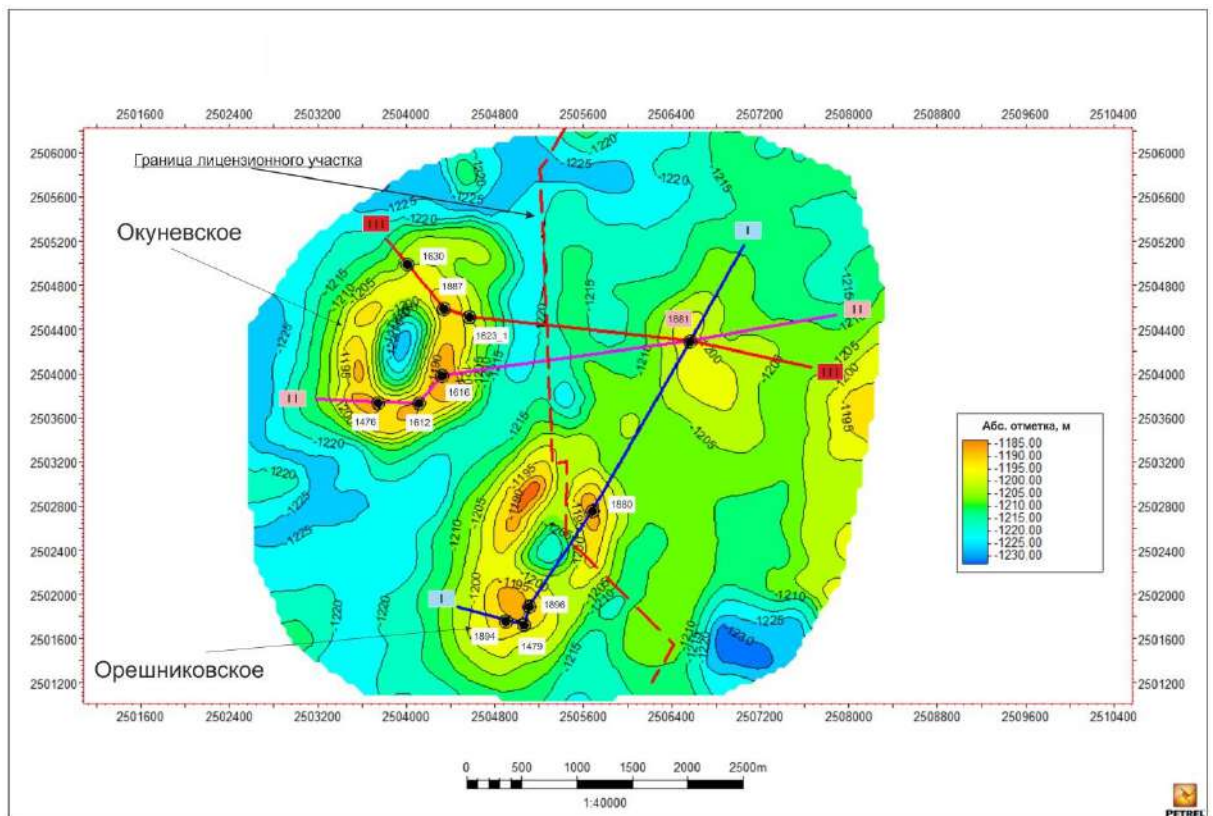


Рисунок 2. Структурная карта по кровле тульского горизонта (отражающий горизонт ОГII)

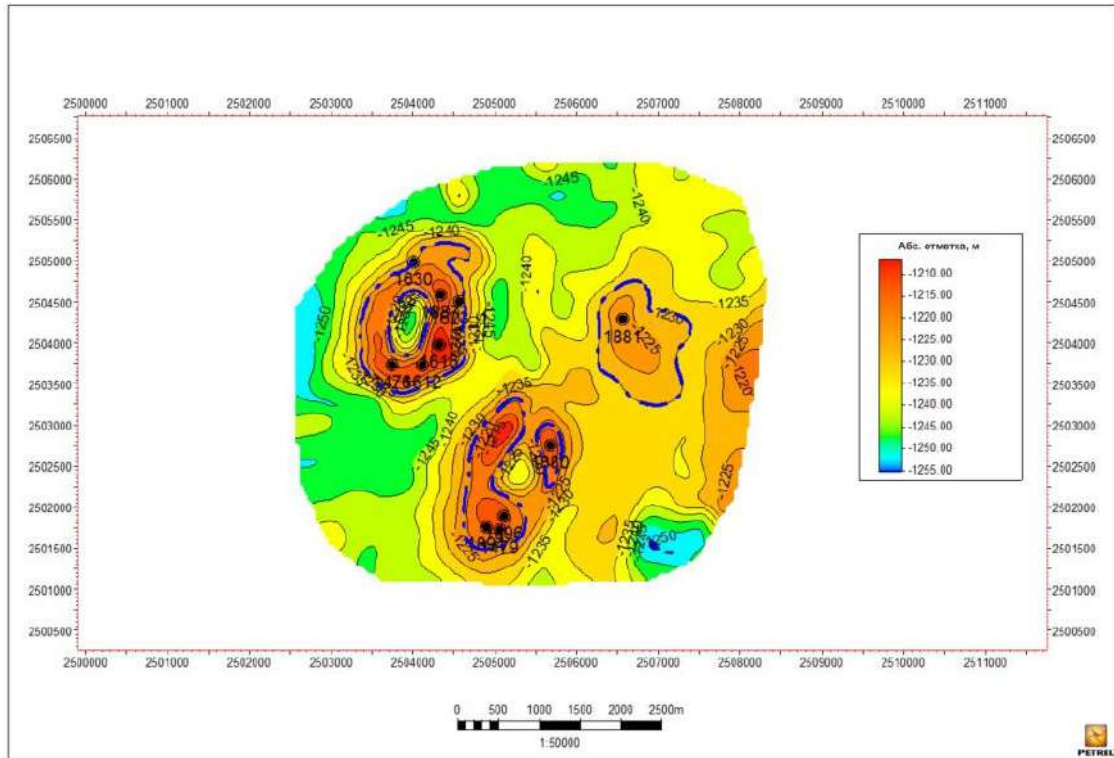


Рисунок 3. Структурная карта по кровле коллекторов пласта CV

После создания куба пористости и атрибута "Водонефтяная контакт" в модели отражаются выявленные и прогнозируемые залежи нефти (Рисунок 4).

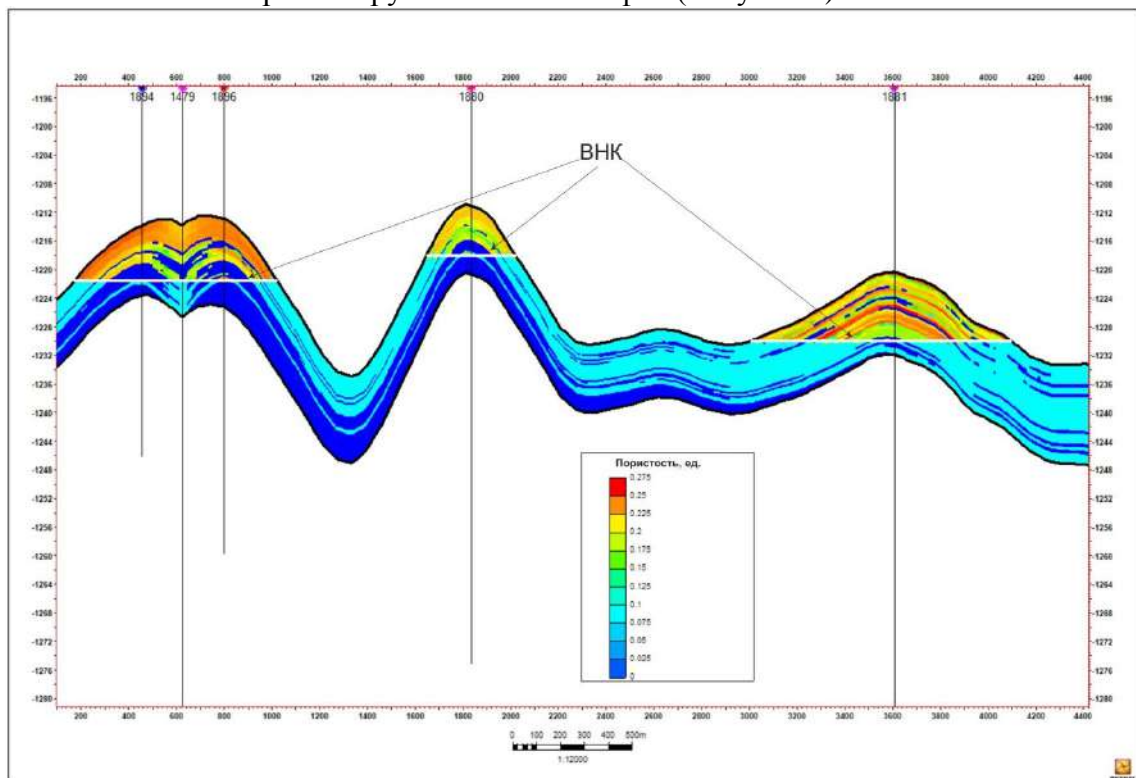


Рисунок 4. Геологический профиль по линии скв. 14-5-10-125-4 (пористость и насыщенность коллекторов)

На рисунке 4 синим цветом отражены неколлекторы, голубым – водонасыщенные коллекторы, разноцветные – нефтенасыщенные коллекторы.

Следующим этапом исследований было построение карт эффективных нефтенасыщенных толщин для пласта CV (Рисунок 5).

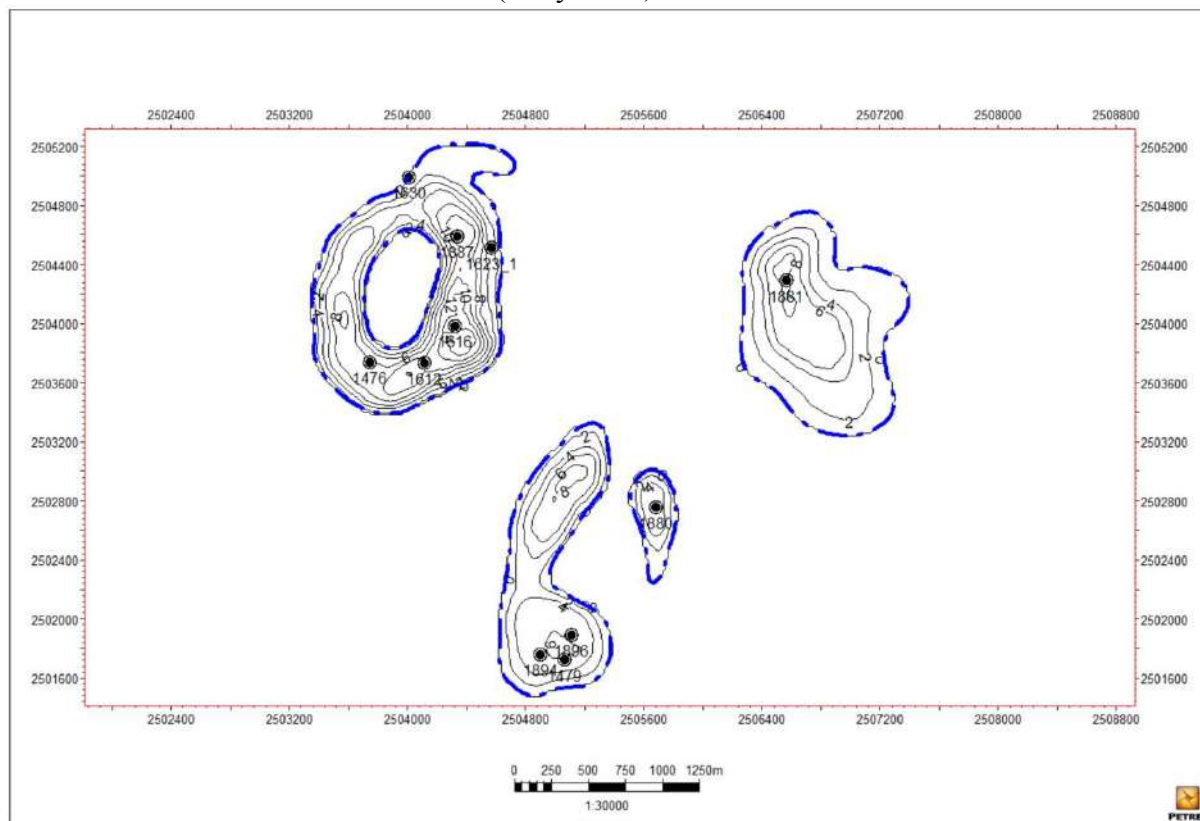


Рисунок 5. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин пласта CV

Проведенное моделирование позволило выделить установленные залежи нефти, а также спрогнозировать возможную нефтеносность новой площади для уточнения места заложения поисковой скважины 1881.

### Литература

1. Бакиров А.А., Керимов В.Ю. и др. Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа/Под ред. Э.Ф.Бакирова и В.Ю.Керимова: Учебник для вузов в 2-х кн. – М.: ООО"Издательский дом Недра", 2012.- 416 с.
2. Закревский К.Е. Практикум по геологическому 3D моделированию. Построение тестовой модели в Petrel 2009. – М., 2010. – 110 с.



## ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ ГРАПТОЛИТОВЫХ СЛАНЦЕВ НИЖНЕГО СИЛУРА (ПЛАТФОРМА ЯНЦЗЫ, КНР)

*Шарданова Т.А. (МГУ им. М.В.Ломоносова, tshardanova@mail.ru),  
Хао Юэсян (МГУ им. М.В.Ломоносова, yuriiyx@hotmail.com)*

### **Аннотация**

Рассмотрены петрофизические, геохимические и литологические особенности строения граптолитовых сланцев нижней части формации Лонмаси нижнесилурийского возраста провинции Сычуань Китайской Народной Республики (КНР). Выявлены основные закономерности формирования высокоуглеродистых осадков во внутри шельфовых депрессиях.

**Ключевые слова:** граптолитовые сланцы, высокоуглеродистые породы, нижний силур, Китайская Народная Республика (КНР)

Сложное строение сланцевых толщ и различные формы нахождения в них углеводородов, как в свободном, так и в связанном состоянии требуют новых подходов к оценке объемов нефти и газа в их составе. Для решения специальных задач по выявлению закономерностей формирования высокоуглеродистых формаций в разных структурных зонах бассейна сотрудниками кафедр геологии и геохимии горючих ископаемых, нефтегазовой седиментологии и морской геологии геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова, разработана единая схема комплексного исследований (1). Она включала в себя несколько взаимосвязанных направлений, включающих литологический, петрофизический, геохимический и механико-прочностной анализ образцов. Эта методика была апробирована при изучении баженовской свиты верхней юры Западной Сибири и доманиковского комплекса верхнего девона Волго-Уральского бассейна. Аналогичный подход был применен при изучении низко проницаемых, пелитоморфных, высокоуглеродистых пород нижнего силура (граптолитовых сланцев формации Лонмаси) Китая, вскрытых скважинами в провинции Сычуань.

Формация Лонмаси представлена высокоуглеродистыми преимущественно пелитоморфными породами смешанного состава. Сверху вниз по разрезу отмечается: уменьшение размерности; преобладание тонкой горизонтальной слоистости («сланцеватости»); цвет становится темнее; характерно обилие пиритовых, реже известковых конкреций; большое количество остатков граптолитов. Общая мощность комплекса 300 - 600 м, глубина залегания с северо - запада на юго - восток постепенно увеличивается с 1500 до 4000 м. Высокоуглеродистые породы согласно подстилаются породами формации Вуфона позднеордовикского возраста, представленных глинистыми известняками со значительным количеством ракушнякавого детрита, остатков брахиопод и иглокожих. В изученных разрезах породы формации Лонмаси перекрываются несогласно нижнепермскими отложениями формации Ляншань, представленных высокоуглеродистыми глинистыми сланцами, содержащими уголь. Формирование этого осадочного комплекса происходило во впадинах депрессионного типа, имеющих более застойный характер относительно нормальных морских обстановок. Во время осадконакопления в раннем силуре палеоподнятия Сюфенг, Сычуань и Гуйчжоу, сформировавшиеся на рубеже среднего и позднего ордовика, выходили из под уровня моря с широким развитием приливных и лагунных фации. Между поднятиями в шельфовых впадинах депрессионного типа откладывались высокоуглеродистые осадки, причем, как в пределах глубоководного, так и мелководного шельфа. На рубеже среднего и позднего ордовика на территории Янцзы режим открытого морского бассейна, в результате роста поднятий Сюфенг, Сычуань и



Гуйчжоу сильно изменился (2,3). Сформировалась область полузакрытых морей, имеющих более застойный характер относительно нормальных морских обстановок. Во время осадконакопления в раннем силуре палеоподнятия выходили из под уровня моря с широким развитием приливных и лагунных фации. Между поднятиями в шельфовых впадинах депрессионного типа откладывались высокоуглеродистые осадки, причем, как в пределах глубоководного, так и мелководного шельфа.

Анализ минеральных компонентов образцов высокоуглеродистых «граптолитовых сланцев» формация Лонмаси в районе Вэйюань показал поликомпонентный состав: кварц 45.5% (от 1.6% до 97.9%), карбонатные минералы (кальцит и доломит) 16.7% (0-98.4%), глинистые минералы 29.3% (0-75.9%), полевые шпаты 6.4% (0-25.6%). Тонкая слоистость, наличие вторичных изменений (окремнение, карбонатизация), неравномерная терригенная и биогенная примесь влияют на резкие колебания минерального состава высокоуглеродистых пород. Выделяются как чистые кремневые и карбонатные разности, так и смешанные разности: карбонатно-глинисто-кремнистые, карбонатно-кремнисто-глинистые (рисунок1).

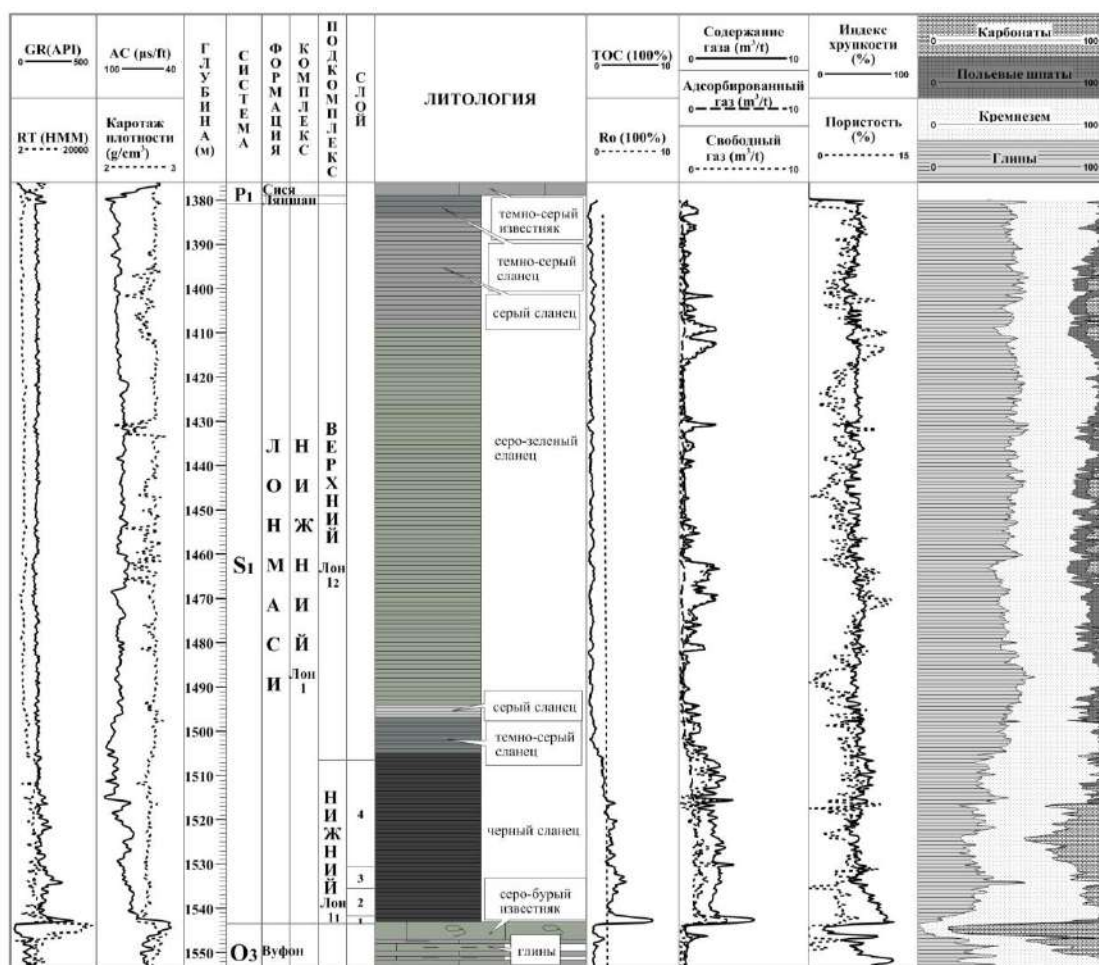


Рисунок 1. Обобщенный разрез нижней части формации Лонмаси в районе Вэйюань, провинции Сычуань, в южной части впадины Сычуань (КНР)

Однако, если сравнивать минеральный состав изучаемых пород нижнего комплекса Лон I и верхнего комплекса Лон II (по фондовым материалам), в последнем заметно значительное увеличение доли глинистых минералов (Лон I 21.2%-35.2%, Лон II 24.2%~50.8%) и уменьшение содержания карбонатных минералов (Лон I 2.5%~29.0%, Лон II 1.6%~13.2%).

Статистический анализ данных о содержании органического углерода в формации Лонмаси показал большой диапазон распределения ТОС (от 0.07

% до 8.2 %, при средних значениях 1.54 %). Количество образцов с ТОС < 1% составляет 45.73 % от общего объема, ТОС > 2 % - 34.14 %, ТОС > 5 % - 1.3 %. Исследования показали, что «сланцы» формации Лонмасы обладают большими гетерогенными характеристиками не только по разрезу, но и по площади. Даже в наиболее обогащенном органическим веществом нижнем комплексе Лон I, при среднем значении ТОС 2.05 % - 2.88 %, существует определенная разница содержаний в каждой скважине. В изученных породах преобладает кероген I и II типа. По составу органического вещества выделяют группу сапропеля (содержание 72 % - 90 %) и группу битуминита. Органическое вещество характеризуется высокой степенью зрелости, благоприятной для генерация сухого газ, (значение  $R_o$  около 1.64 % - 2.15 % , градация катагенеза МК<sub>5-6</sub>). Средний коэффициент пористости (по азоту) 0,7-4,7%, коэффициент проницаемости 0,0026-0,0328 мД.

**Выводы.** 1. Наиболее обогащенные органическим веществом отложения нижнего подкомплекса Лон I<sub>1</sub> представлены преимущественно известково-глинисто- кремнистыми породами с тонкой горизонтальной слоистостью («сланцеватостью») и обилием пиритовых конкреций. Отмечается увеличение глинистой составляющей снизу вверх по разрезу.

2. Для пород характерно отсутствие бентосных форм организмов. Биогенные остатки представлены преимущественно планктоногенными формами и только в верхнем слое Лон I<sub>1</sub><sup>4</sup> появляются формы граптолитов, ведущих донный или псевдопланктонный образ жизни. Для этого слоя характерно сокращение видового состава граптолитов, относительно подстилающих слоев; увеличение доли песчано - алеврито - глинистых компонентов и сокращение пиритовых стяжений.

3. Количество органического вещества максимально в кремнистых породах нижнего слоя Лон I<sub>1</sub><sup>1</sup> (ТОС до 15%), которое представлено преимущественно сапропелевым материалом.

#### Литература

1. Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Фадеева Н.П., Богомолов А.Х., Кирюхина Т.А., Коробова Н.И., Мальцев В.В., Пронина Н.В., Сауткин Р.С., Сулова А.А., Шарданова Т.А. К оценке ресурсов и запасов сланцевой нефти. Вестник Московского университета, 2015, Серия 4: Геология, № 3, с. 3-10.

2. Wang Yuman, Dong Dazhong, Huang Jinliang, Li Xinjing, Wang Shufang. Guanyinqiao Member lithofacies of the Upper Ordovician Wufeng Formation around the Sichuan Basin and the significance to shale gas plays, SW China. Petroleum Exploration and Development, 2016, Vol. 43, No.1, P. 42-50.

3. Wu Lanyu, Hu Dongfeng, Lu Yongchao, Liu Ruobing, Liu Xiaofeng. Advantageous shale lithofacies of Wufeng Formation-Longmaxi Formation in Fuling gas field of Sichuan Basin, SW China. Petroleum Exploration and Development, 2016, Vol. 43 No. 2, P. 189-197.

## КАЧЕСТВЕННЫЙ АНАЛИЗ ДИНАМИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ЗАЛЕЖЕЙ

*Шахвердиев А.Х.\* (МГРИ, ah\_shah@mail.ru)*

*Шестопалов Ю.В. (University of Gävle, Sweden, yury.shestopalov@hig.se)*

### Аннотация

Решения прямой и обратной задачи фильтрации многофазных флюидов позволяет учесть в неявной форме последствия влияния неустойчивости фронта вытеснения нефти водой на показатели разработки месторождения. При заводнении нефтяной залежи удается прогнозировать последствия естественного скачкообразного изменения водонасыщенности и зависимых параметров с помощью теории катастроф и модели роста. Построена полная качественная теория анализа динамической системы поддержания пластового давления, которая включает анализ всех ее особых точек и особенностей решений в зависимости от всех входных параметров задачи.

**Ключевые слова:** нестационарное заводнение, нефтеотдача, регулирование режимов работы скважин, скачок водонасыщенности, модели роста, теория катастроф, дискриминантный критерий, особая точка, неустойчивость.

Актуальность повышения коэффициента извлечения нефти, газа, конденсата месторождений жидких и газообразных углеводородов, разрабатываемых посредством искусственных методов поддержания пластового давления, предусматривающих закачку воды или других вытесняющих агентов не сходит с научно-технической повестки дня для нефтегазодобывающей отрасли.

**Целью исследования** является более качественное вытеснение нефти за счет мобилизации больших объемов закачиваемой воды, достижения технологической и экономической эффективности и более высоких значений конечных коэффициентов извлечения углеводородного сырья.

Баклей-Левретт, используя линейный закон Дарси и уравнение материального баланса, получили хорошо известные зависимости для доли воды в потоке, для скорости этого потока от поверхности равной водонасыщенности, а также для координаты в направлении движения потока от водонасыщенности, точнее от скачка водонасыщенности.

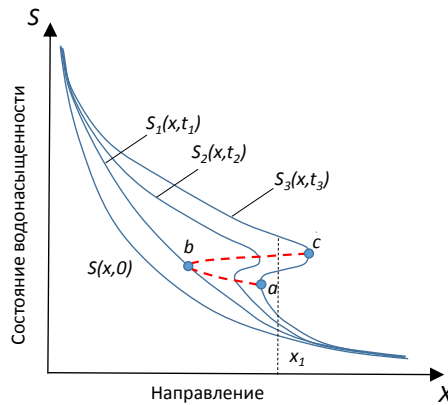
Многие авторы пошли путем замены скачка водонасыщенности гладкой дифференцируемой аппроксимацией, что позволило решить ряд теоретических и практических задач. Но правомерность такой замены с точки зрения строгости математического аппарата и физического содержания поставленной задачи не отвечает требованиям науки на современном этапе.

Подобные упрощения как физического содержания, так и математической формализации проблемы приводят к традиционным, хорошо известным из практики заводнения негативным последствиям, именованным специалистами как «вязкостная неустойчивость фронта вытеснения», «пальцеобразный фронт вытеснения», «кинжальное обводнение продукции скважин», «преждевременный прорыв воды в добывающих скважинах», «фрактальная геометрия движения фронта вытеснения», что свидетельствует о не высоком качестве заводнения из-за недопонимания последствий упрощения механизма вытеснения.

Известно, что неустойчивости сопровождаются бифуркациями, разделяющими решения на несколько ветвей при изменении параметра порядка, непрерывно трансформирующие систему из одного стационарного состояния в другое, новое, вплоть до хаотического состояния. Этот переход от устойчивого равновесного ламинарного течения

жидкости через удвоение цикла и его потери к турбулентному течению или странному аттрактору может совершаться при катастрофической потере устойчивости скачками [1-7].

Предполагаемый механизм вытеснения нефти водой, точнее неустойчивость фронта вытеснения появляющийся за счет особых точек бифуркации и как следствие скачкообразное изменение водонасыщенности, вполне объяснимы с позиции теории катастроф [6].



**Рисунок 1.** Скачок водонасыщенности

На графиках рис.1 линией  $abc$  показана визуализация механизма потери устойчивости, в том числе для наглядности представлен качественный скачок водонасыщенности, где минимумы и максимумы сливаются в точке бифуркации. Это указывает на переход системы в новое состояние, которое может быть стационарным или устойчивым колебательным или другим более сложным турбулентным движением.

Это наиболее простая трансформация энергии, заключающаяся в слиянии и исчезновении минимума и максимума под действием единственного управляющего параметра, который следует определить.

В этом случае параметром порядка или управляющим параметром можно предложить некоторый унифицированный показатель, состоящий из комбинации входных коэффициентов.

Временные ряды динамики текущих и накопленных отборов нефти и воды по скважине за исследуемый период времени могут быть описаны системой дифференциальных уравнений моделей роста:

$$\begin{aligned} \frac{dQ_o}{dt} &= a_o Q_o^2 + b_o Q_o + c_o \\ \frac{dQ_w}{dt} &= a_w Q_w^2 + b_w Q_w + c_w \end{aligned} \quad (1)$$

где  $a_o$ ,  $b_o$ ,  $c_o$ ,  $a_w$ ,  $b_w$ ,  $c_w$  – постоянные коэффициенты, а  $Q_o$  и  $Q_w$  – соответственно накопленный отбор нефти и воды.

После факторизации полиномов второго порядка, входящих в правую часть системы (1), получены общие решения уравнения для всех возможных комбинаций параметров или коэффициентов полиномов входящих в систему. Из результатов следует, что дискриминанты полиномов, в том числе их знаки являются определяющими или управляющими параметрами, контролирующими существенные свойства решений. Это позволяет провести полную классификацию решений автономного уравнения на основе этих результатов в зависимости от знаков дискриминантов полиномов.

На рис.2 на фазовой плоскости представлено решение, имеющее две особые точки типа узла  $M_1$  и  $M_2$ , в которых нарушается единственность решения.



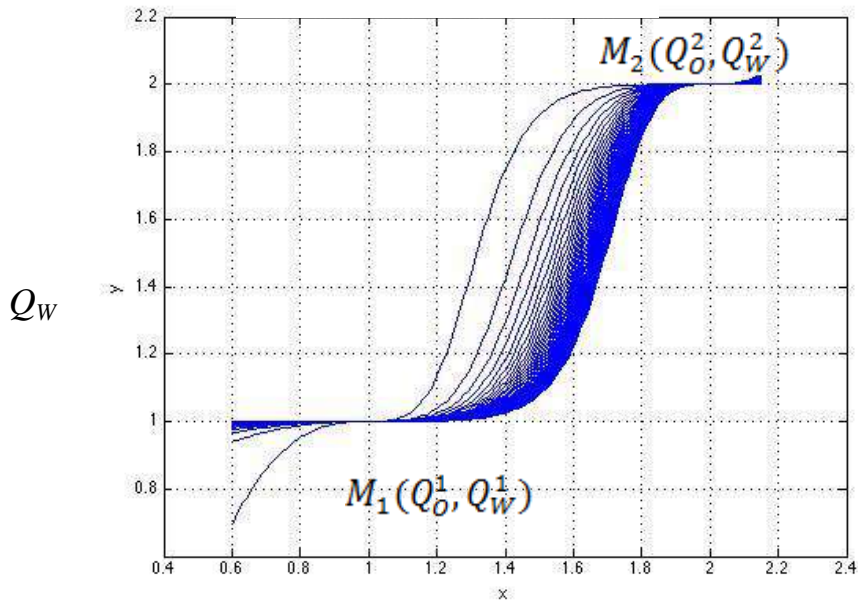


Рисунок 2. Графики решений  $\frac{Q_0}{C} = 1 - \frac{(Q_0 - 1)^2}{c(Q_0 - 2)^2 - (Q_0 - 1)^2}$

Исходя из результатов можно провести классификацию решений системы (1). В зависимости от знаков дискриминантов  $D_{O,W}$  можно выделить четыре семейства решений  $D_{++}$ ,  $D_{+-}$ ,  $D_{-+}$  и  $D_{--}$ .

Сформулируем **дискриминантный критерий** и соответствующую стратегию выбора режима работы скважины в зависимости от вычисленных  $D_O$  и  $D_W$ :

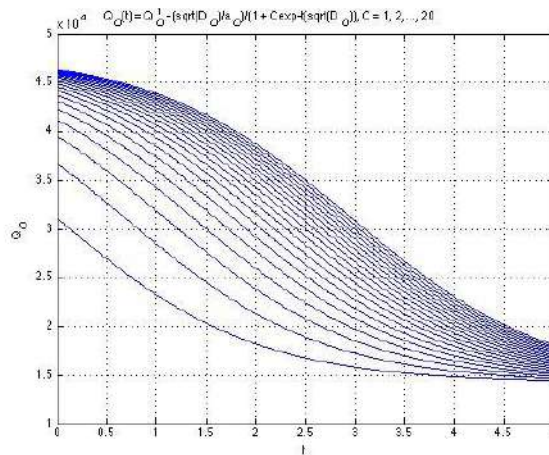
- ограничение отбора флюидов производится при  $D_O > 0$  и  $D_W < 0$ , семейство решений  $D_{+-}$ ;
- увеличение отбора флюидов производится при  $D_O < 0$  и  $D_W > 0$ , семейство решений  $D_{-+}$ .

На рис.3 представлен случай  $D_O > 0$  и  $D_W > 0$ , темп отбора нефти и воды убывает.

Сочетание неограниченного роста кривой накопленной добычи по нефти и ограниченного роста кривой накопленной добычи по воде дает возможность рекомендовать форсировать отбор жидкости и получить относительный прирост добычи нефти при соответственно относительно меньшем приросте добычи воды. Обратный результат будет получен при сочетании ограниченного роста накопленной добычи нефти и неограниченного - воды. Если подобное поведение проявляет группа взаимодействующих скважин, то принимается решение по ограничению закачки по окружающим нагнетательным скважинам.

**Заключение.** Известно решение прямых задач фильтрации многофазных флюидов через неоднородную пористую среду аналитическими или численными методами сталкиваются с проблемой учета неустойчивости фронта вытеснения и как следствие из-за скачка водонасыщенности и разрыва зависимых от водонасыщенности параметров.

Предлагаемые решения прямой и обратной задачи позволяют учесть в неявной форме последствия неустойчивости фронта вытеснения и прогнозировать последствия естественного скачкообразного изменения водонасыщенности и зависимых параметров с помощью анализа модели роста.



**Рисунок 3.** Графики решений  $Q_0(t; C) = Q_0^1 - \frac{\sqrt{D_0}}{a_0} \frac{1}{1 + C e^{-t/\sqrt{D_0}}}$ ,  $C = 1, 2, \dots, 20$ ,

На основе предложенных решений сформулированы решающие правила, позволяющие своевременно обнаружить последствия потери устойчивости фронта вытеснения и адресно регулировать систему заводнения с помощью форсирования или ограничения режимов работы добывающих и нагнетательных скважин в соответствии с установленными дискриминантными критериями. Мобилизация закачиваемой воды и регулирование отбора жидкости, точнее воды и нефти на основе дискриминантного критерия позволяет решить важную практическую задачу в обход трудоемких детерминистических задач и методов их решения.

Таким образом открывается возможность системной оптимизации нестационарного заводнения и перспектива повышения нефтеотдачи залежей и интенсификации добычи нефти, а также сокращение объемов неэффективно закачиваемой и отбираемой воды.

#### Литература

1. В u s k l e y I. and L e v e r e t t M. C. Mechanism of Fluid Displacement in Sands. Trans. AIME, 1942, vol. 146: 107.
2. Крейг Ф.Ф. Разработка нефтяных месторождений при заводнении. – М.: Недра. - 1974. – 191 с.
3. Шахвердиев А.Х. Системная оптимизация процесса разработки нефтяных месторождений – М.: Недра. - 2004. – 452 с.
4. Мандрик И.Э., Панахов Г.М., Шахвердиев А.Х. Научно-методические и технологические основы оптимизации процесса повышения нефтеотдачи пластов. – М., «Нефтяное хозяйство». -2010. - 288 с.
5. Шахвердиев А.Х. Системная оптимизация нестационарного заводнения с целью повышения нефтеотдачи пластов. Нефтяное хозяйство (РФ), № 1, 2019. – С.44-50.
6. Арнольд В.И. Теория катастроф. – М.: Наука, 1990. – 128 с.
7. V. A. Gaiko, On global bifurcations and Hilbert's sixteenth problem, Nonlinear Phenomena in Complex Systems 3 (2000), no. 1, 11–27.

## УНИФИЦИРОВАННАЯ МАЛОПАРАМЕТРИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ

*Шахвердиев А.Х.\* (МГРИ, ah\_shah@mail.ru)*

*Денисов А.В., Шахвердиев Э.А. (ООО «ИНТОЙЛ», intoil@mail.ru)*

### Аннотация

Предлагается вариант корректировки фундаментальной формулы академика А.П.Крылова с введением понятия «коэффициент охвата фильтрацией». Согласно результатам исследований игнорирование этого положения чревато тем, что в проектных документах могут утверждаться завышенные значения КИН и его составляющих.

Разработанный программный комплекс на основе алгоритма малопараметрической модели для расчетов эффективности реализованных операций позволяет производить оценку дополнительной добычи нефти и прогноз основных показателей разработки как по отдельным скважинам, так и по месторождению в целом.

**Ключевые слова:** геолого-технические мероприятия (ГТМ), технологии повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) и интенсификации добычи нефти (ИДН), унифицированная методика определения технологической эффективности ГТМ

В мировой практике нефтедобычи большое внимание уделяется математическому аппарату, применяемому при оценке и прогнозе показателей процесса разработки залежей углеводородов [1-5].

С помощью многочисленных характеристик вытеснения, кривых падения, регрессионных зависимостей делаются попытки спрогнозировать извлекаемую часть запасов нефти, темп и время доразработки залежей, динамику обводненности, а также определить технологическую и экономическую эффективность геолого-технических мероприятий (ГТМ), в том числе технологий повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) и интенсификации добычи нефти (ИДН). Однако, из-за некорректной постановки задачи, неправомερных допущений, отсутствия обоснования числа точек в выборке, недопустимого произвола в выборе точек для базового периода, прогноза с подбором «подходящей» аппроксимации повсеместно копируются неточные и противоречивые методики и их результаты [2]. Волонтеризм в оценках связан с отсутствием в отрасли, в качестве нормативного документа, унифицированной методики для определения эффективности ГТМ, в том числе технологий ПНП и ИДН.

Критический анализ и обобщение этих работ нацелены на поиск перспективных направлений научных исследований, селекцию высокоэффективных инновационных разработок и технологий, а также определение практической значимости проектных решений.

Помимо оценки эффективности в виде дополнительной добычи нефти требуется определить ее составляющие, полученные за счет повышения нефтеотдачи (ПНП) и интенсификации добычи нефти (ИДН). В свою очередь дополнительную добычу нефти, полученную за счет повышения нефтеотдачи необходимо разделить на составляющие полученные за счет увеличения охвата фильтрацией и на составляющую, полученную за счет более эффективного вытеснения нефти водой или другими реагентами.

В первую очередь необходимо определить некую закономерность в эволюционном развитии динамической системы (рис.1). Поскольку пласт или залежь является такой же динамической системой, то временные ряды показателей разработки могут характеризовать эволюцию процесса разработки месторождений. Это позволяет представить изменение текущего отбора нефти во времени с помощью нелинейного уравнения эволюции.

Установлено [4], что асимметрическую логистическую кривую накопленной добычи нефти можно описать кинетическим уравнением:

$$\frac{dQ_n(t)}{dt} = abt^{a-1}[1 - Q_n^h(t)], \quad (1)$$

где  $a$  и  $b$  - коэффициенты аппроксимации;  $a > 1$ ,  $b > 0$ .

Решение уравнения (1) имеет вид:

$$Q_n^h(t) = 1 - e^{-bt^a}, \quad (2)$$

где  $Q_n^h(t)$  - нормированная функция накопленного отбора нефти.

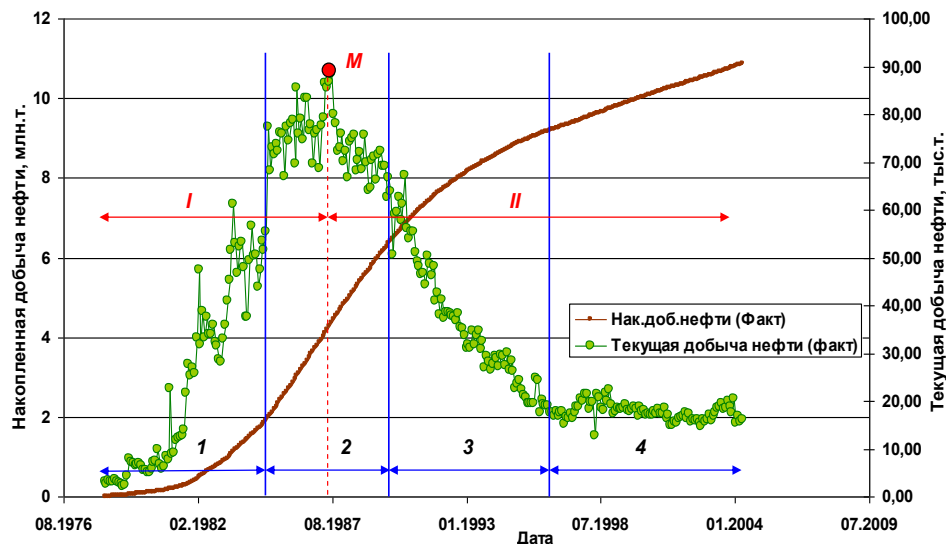


Рисунок 1. Динамика добычи нефти, традиционный подход разделения на четыре стадии.

Оценка технологической эффективности ГТМ, сопоставление фактических и прогнозных значений параметров осуществляются на основании последней стадии разработки залежи, которая принимается за базовый период (рис. 2, линия 5).

Выражение (2) в двойных логарифмических координатах представляет собой прямолинейную зависимость:

$$\ln\{\ln[l/(1-Q_n^h(t))]\} = \ln b + a \ln t. \quad (3)$$

В координатах  $\ln\{\ln[l/(1-Q_n^h(t))]\}$  от  $\ln t$  методом наименьших квадратов определяются параметры  $a$  и  $b$ .

На графике (рис. 3) в логарифмических координатах представлены фактическая и расчетная добыча нефти на последней стадии.

В исследовании впервые предлагается новая формула расчета коэффициента извлечения нефти (КИН). Сохранив структуру формулы академика А.П.Крылова для конечного КИН получим:

$$\eta = \eta_\phi \cdot \eta_{1+},$$

где  $\eta_\phi$  - коэффициент охвата фильтрацией;  $\eta_{1+}$  - коэффициент вытеснения нефти с учетом ППД и ПНП.

Коэффициент охвата фильтрацией  $\eta_\phi$  рассчитывается как:

$$\eta_\phi = \frac{\eta_E + \eta_{II} + \eta_T}{\eta_{1+}}$$



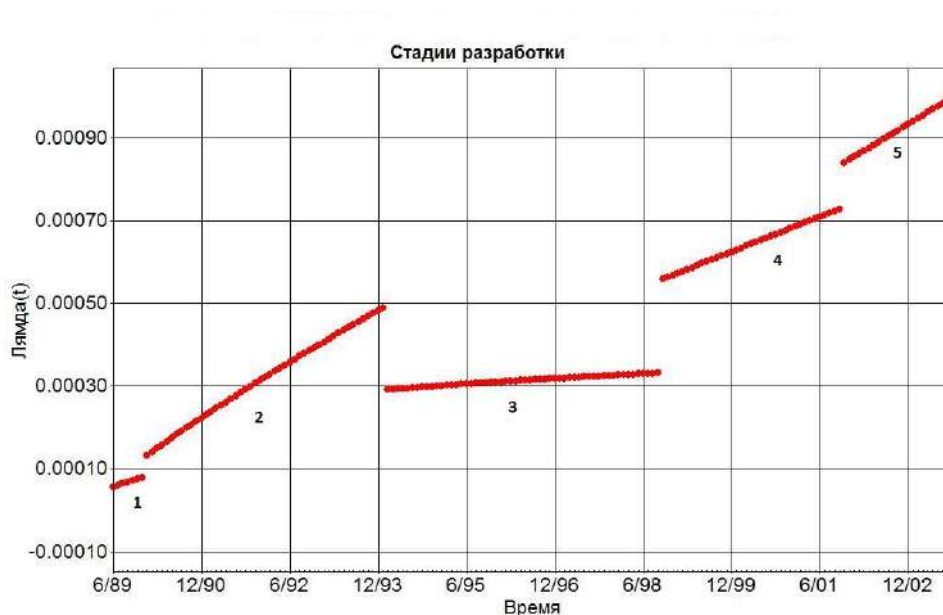


Рисунок 2. Стадии разработки для участка

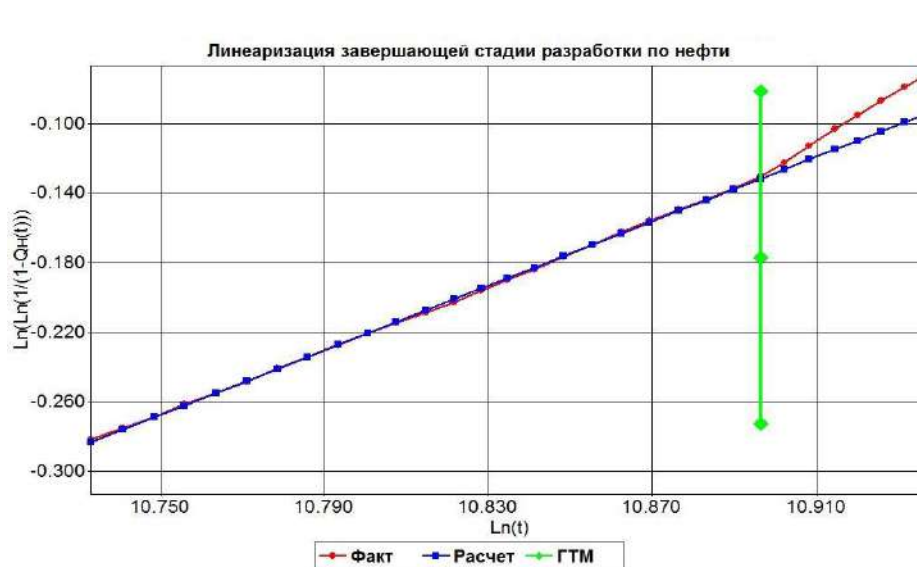


Рисунок 3. Линеаризация завершающей стадии разработки

где  $\square_E$  – составляющая КИН, характеризующая процесс фильтрации при естественном режиме до начала вытеснения нефти водой;  $\square_M$  – составляющая КИН, характеризующая процесс вытеснения нефти водой при искусственном заводнении пласта;  $\square_T$  – составляющая КИН, характеризующая процесс добычи нефти за счет применения новых технологий ПНП и ИДН и в целом различных ГТМ.

Предложена формула для расчета КИН для вытеснения нефти водой в сочетании с технологией ПНП:

$$\eta_+ = \eta_\phi \cdot \left( 1 - \frac{\sigma_n - (\sigma_n - \sigma_o) \cdot \frac{B_n}{B_o}}{\sigma_n} \right) = \eta_\phi \cdot \left( 1 - (1 - \eta_1) \cdot \frac{B_n}{B_o} \right)$$

где  $\eta_1$  - коэффициент вытеснения нефти водой.

Коэффициент вытеснения нефти с применением технологии обеспечивающей увеличение объемного коэффициента (к примеру оторочки псевдокипящей газожидкостной системы ОПГС) при заводнении будет равен:

$$\eta_{1+} = \left( 1 - (1 - \eta_1) \cdot \frac{B_n}{B_o} \right).$$

В этом случае прирост коэффициента вытеснения нефти за счет применения технологии ОПГС составит:

$$\Delta \eta_{1+} = \left( 1 - (1 - \eta_1) \cdot \frac{B_n}{B_o} \right) - \eta_1 = (1 - \eta_1) \cdot \left( 1 - \frac{B_n}{B_o} \right).$$

**В заключении** следует отметить, что достигнута заявленная цель, заключающаяся в необходимости определения более достоверных прогнозных значений и оценок КИН, параметров и коэффициентов, входящих в его расчеты: извлекаемых запасов углеводородного сырья, коэффициента вытеснения нефти водой и другими реагентами, коэффициента охвата фильтрацией, в том числе коэффициента охвата вытеснением водой и другими реагентами.

Разработана новая методика и формула расчета КИН и технологического эффекта на основе уравнения Колмогорова-Ерофеева, адаптированная к задачам разработки нефтяных месторождений.

Впервые предложено научно обоснованное решение и методический подход с алгоритмом расчета разделения технологического эффекта – дополнительной добычи нефти на составляющие за счет интенсификации и за счет повышения нефтеотдачи. Кроме того, предложено дополнительную добычу нефти, полученную за счет повышения нефтеотдачи разделять на добычу за счет увеличения охвата фильтрацией и вытеснением нефти водой или другими реагентами и за счет увеличения эффективности вытеснения нефти водой или другими реагентами.

Полноценное решение прогноза и оценки эффективности инновационных технологий ПНП и ИДН, в целом ГТМ получило развитие в двух основных направлениях – научно-методическом и геолого-технологическом, которые органически связаны в одну цель.

### Литература

1. Гиматудинов Ш.К. и др. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. М.: Недра. - 1983, - 455 с.
2. Казаков А.А. Методическое обеспечение единых подходов оценки эффективности методов ПНП // Технологии ТЭК. – 2003.-№2. - С.47-53.
3. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: «Недра». - 1983. - 308 с.
4. Шахвердиев А.Х. Системная оптимизация процесса разработки нефтяных месторождений – М.: Недра. - 2004. – 452 с.
5. Мандрик И.Э., Панахов Г.М.О., Шахвердиев А.Х. Научно-методические и технологические основы оптимизации процесса повышения нефтеотдачи пластов. – М.: Издательство «Нефтяное хозяйство». - 2010. – 288 с.
6. Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов Шахвердиев А.Х. патент на изобретение RUS 2149256 22.12.1999.
7. Способ определения коэффициента охвата пласта фильтрацией Шахвердиев А.Х., Мандрик И.Э. патент на изобретение RUS 2349736 27.12.2007.

## ВЫБОР ПЕРСПЕКТИВНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ ПОИСКА ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В НЕСТРУКТУРНЫХ ЛОВУШКАХ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

*Шустер В. Л. \* Институт проблем нефти и газа РАН, Российский  
государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина, tshuster@mail.ru*  
*Пунанова С. А. Институт проблем нефти и газа РАН, punanova@mail.ru*

### Аннотация

Рассмотрены результаты многокритериальной оценки перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих нижне-среднеюрских и палеозойских отложений северных регионов Западной Сибири, включая и акваторию Карского моря по 25 локальным объектам. Выбор перспективных направлений поиска залежей углеводородов в неструктурных условиях по проводился по комплексу геолого- геохимических данных с использованием программы «Выбор». По результатам модельных расчётов на Ямальском полуострове и прилегающей территории в глубокозалегающих доюрских отложениях локализованы наиболее перспективные зоны нефтегазонакопления и месторождения, в которых с высокой долей вероятности будут обнаружены нефтегазоконденсатные скопления.

**Ключевые слова:** нефть, газ, локальный объект, многокритериальная оценка, перспективы нефтегазоносности, Ямал, Западная Сибирь.

Сложнопостроенные низкопроницаемые породы-коллекторы в ловушках неструктурного типа пока малоизучены. Это замедляет освоение ресурсов нефти и газа юрских и глубокопогруженных доюрских отложений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ) [1–4]. Причиной значительного, порой принципиального отличия геологических условий верхнего (юрско-мелового) от нижнего доюрского (триас-палеозой-фундамент) этажа является, во-первых, существенное уплотнение пород на больших глубинах под воздействием гидростатического давления. Это приводит к изменению структуры и текстуры пород, разрыву пластов и, в целом, к изменению строения. Повышенная тектоническая активность на больших глубинах, по сравнению с глубинами 3–4 км, также обуславливает существенное различие в строении пород-коллекторов и пород-флюидоупоров. И, во-вторых, изменяется литологический состав пород: из преимущественно терригенных и карбонатных в верхнем этаже, на те же, но уплотнённые породы, а также на эффузивно-терригенные, эффузивные и кристаллические (магматические) и метаморфические породы (в нижнем). В результате с глубиной уменьшается проницаемость, изменяется характер пустотности: из порового типа она превращается в трещинно-поровую, трещинно-каверновую и одновременно существенно уменьшаются её значения. Значительно меняется протяженность пластов, они разорваны на фрагменты, что легко проследить на сейсмических разрезах: на глубине оси синфазности зачастую разорваны. В глубоких горизонтах часто бывает затруднительно увязать корреляцию пластов по скважинам с сейсмическими материалами. По целому ряду месторождений Западной Сибири установлена крайняя неоднородность строения глубокозалегающих продуктивных толщ, в частности, хаотичное распределение в разрезе пород-коллекторов и приточных зон [2–4].

Для оценки перспектив нефтегазоносности доюрских отложений, выявления механизмов нефтегазонакопления в сложнопостроенных породах – коллекторах и в неструктурных ловушках нами была проведена дифференциация потенциальных нефтегазоносных объектов по степени перспективности на основе многокритериальной количественной оценки по комплексу геолого-геохимических параметров [5, 6].

По отобраным 10 геолого-геохимическим показателям построены схематические карты-модели и составлена таблица количественной и вероятностной их оценки для

выявления наиболее перспективных зон нефтегазоаккумуляции и локальных объектов. Рассмотрено 25 преимущественно газовых, и газоконденсатных месторождений, приуроченных к верхней части разреза, расположенных на территории полуострова Ямал, в Обской губе, в южной акватории Карского моря. Оценка проведена по 10 геолого-геохимическим показателям, которые, по нашему мнению, влияют на формирование нефтегазовых скоплений в глубокозалегающих нетрадиционных коллекторах и по которым удалось по построенным нами картам или по опубликованным материалам [7–10] дать фактическое значение или прогноз значения параметра по каждому из 25 объектов. Рассматриваемые геологические показатели: возраст отложений и тип полученного притока углеводородов (УВ); благоприятность с тектонической позиции; плотность начальных суммарных ресурсов УВ; и геохимические: степень катагенетического преобразования органического вещества (ОВ); содержание  $C_{орг}$  на породу; концентрация ванадия и ванадилпорфиринов в битумоидах пород; а также интенсивность эмиграции жидких УВ и генерация газообразных УВ.

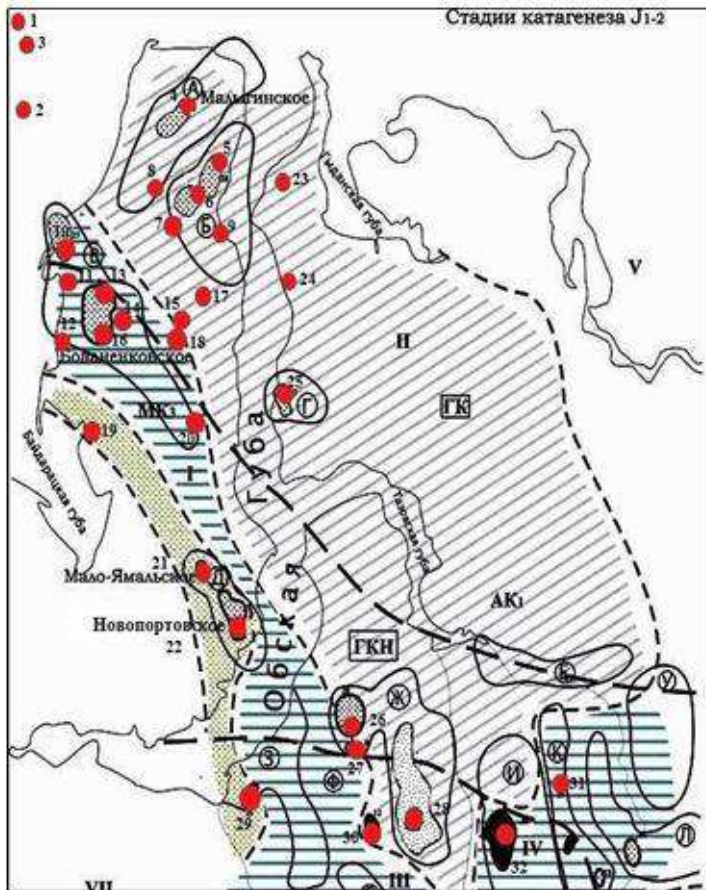
Так, например, стадийность катагенетического преобразования ОВ является одним из основных показателей благоприятной оценки перспектив нефтегазоносности, поэтому данные привлечены нами для выбора первоочередных объектов [9, 10]. На рис.

1 показана схематическая карта размещения углеводородных скоплений разного фазового состояния в нижне-среднеюрском нефтегазоносном комплексе в связи с катагенезом ОВ базальных горизонтов юры (тектоническое районирование по [8]).

Наибольшая часть площади севера Западно-Сибирского НГБ по базальным горизонтам юры представлена тремя градациями катагенеза: стадиями МК<sub>2</sub>, МК<sub>3</sub> и АК<sub>1</sub>, т.е. умеренным, сильным мезокатагенезом и апокатагенезом. Трех зонам стадийности катагенетического преобразования ОВ отвечают определенные по фазовому состоянию типы УВ скоплений. Зоне умеренного катагенеза – нефтяные залежи, в зоне сильного мезокатагенеза преобладают газоконденсатнонефтяные залежи. Зона апокатагенеза – это область формирования газоконденсатных и газовых залежей. Выделенные на суше зоны вероятнее всего трассируются и в южной акватории Карского моря. На карте выделены наиболее благоприятные зоны (вероятностная оценка равна единице). К ним относятся месторождения Мало-Ямальское, Новопортовское (Южно-Ямальский мезовал) и Байдарацкое, нижняя граница отложений юры здесь находится в зоне умеренного мезокатагенеза (МК<sub>2</sub>).

Проведено шесть модельных расчетов с использованием как всех выбранных 10 геолого-геохимических параметров, так и с разными сочетаниями показателей. Проанализировав результаты всех шести вариантов, по интегральной оценке каждого объекта выделены наиболее перспективные «слои» (группы месторождений) с максимальными значениями вероятностей благоприятности. Перспективные объекты на сводах и валах приурочены к антиклинальным поднятиям, на моноклинальных склонах прогнозируются залежи в неструктурных ловушках.





**Рисунок 1.** Схематическая карта размещения углеводородных скоплений в нижне-среднеюрском нефтегазоносном комплексе

Нефтегазоносные области:

I – Ямальская; II – Гыданская; III – Енисейско-Хатангская (Усть-Енисейская); IV – Пур-Тазовская

Структурные элементы:

А – Северо-Ямальский мезовал; Б – Средне-Ямальский мезовал; В – Бованенковско-Нурминский наклонный мезовал; Г – Геофизический мезовал; Д – Южно-Ямальский мезовал; Е – Тазовский мезовал; Ж – Центрально-Уренгойский мезовал; З – Медвежье-Нугинский наклонный мезовал; И – Среднетурский наклонный мегапрогиб; К – Русско-Часельский мезовал; Л – Термокарстовый выступ; У – Мангазейская зона поднятий; Ф – Нерутинская впадина.

Тип залежи:

● нефтяная; ● газоконденсатнонефтяная; ● газоконденсатная

— Линии равных стадий катагенеза  
— Граница зон УВ скоплений различного фазового состояния: Н – нефтяных; ГКН – газоконденсатнонефтяных; ГК – газоконденсатных.

Градации катагенеза и вероятностные значения:

МК<sub>2</sub> ( $R_0=0,85-1,15\%$ ) – умеренного мезокатагенеза – 1  
МК<sub>3</sub> ( $R_0=1,15-2,0\%$ ) – сильного мезокатагенеза – 0,9;  
АК<sub>1</sub> ( $R_0>2,0\%$ ); – апокатагенеза – 0,8

Месторождения нефти и конденсатов (с 1 по 32):

Южная акватория Карского моря: 1 – Победа; 2 – Ленинградское; 3 – Русановское  
Полуостров Ямал: 4 – Малыгинское; 5 – Тасийское; 6 – Северо-Тамбейское; 7 – Западно-Тамбейское; 8 – Сядорское; 9 – Южно-Тамбейское; 10 – Харасавейское; 11 – Крузенштерновское; 12 – Южно-Крузенштерновское; 13 – Северо-Бованенковское; 14 – Восточно-Бованенковское; 15 – Восточно-Туттейское; 16 – Бованенковское; 17 – Западно-Сеяхинское; 18 – Верхне-Туттейское; 19 – Байдарайков; 20 – Арктическое; 21 – Мало-Ямальское; 22 – Новопортовское; Обская губа: 23 – Штормовое; 24 – Салмановское; 25 – Геофизическое; Южная часть северной провинции: 26 – Песцовое; 27 – Южно-Песцовое; 28 – Уренгойское; 29 – Лензитское; 30 – Юбилейное; 31 – Наумовское; 32 – Береговое.

Кроме того, выявлено, что с глубиной возрастает роль сложнопостроенных, в том числе, низкопроницаемых и низкопоровых коллекторов в плотных породах. Ранее установлено [1, 3, 8], что ресурсы УВ в плотных формациях и низкопроницаемых коллекторах соизмеримы с ресурсами в традиционных коллекторах УВ. На исследуемой территории севера Западной Сибири весьма вероятно обнаружение коллекторов именно нетрадиционного типа в доюрских отложениях на больших глубинах.

Доклад подготовлен в рамках выполнения государственного задания (тема «фундаментальные проблемы геологии, геохимии и гидрогеологии нефтегазовых осадочных бассейнов. Обоснование значимых факторов эффективного прогноза крупных скоплений УВ в неструктурных условиях», АААА-А-16-116022510269-5).

### Литература

1. Абукова Л.А., Шустер В.Л. Перспективы развития нефтегазового комплекса России // Экспозиция нефть газ. 2016. № 7(53). С. 12–15.
2. Пуанова С.А., Шустер В.Л. Новый взгляд на перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих доюрских отложений Западной Сибири // Георесурсы. 2018. 20(2), с. 67–80.
3. Шустер В.Л. Анализ рисков при проведении геологоразведочных работ на нефть и газ. Электронный журнал ИПНГ РАН «Актуальные проблемы нефти и газа». 2018, вып. 3 (18).
4. Шустер В.Л., Зинатуллина Л.И. Обоснование перспектив нефтегазоносности ниже- среднеюрских отложений Бованенковско-Харасавейского НГР Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2018, №2 (62), с. 42–45.
5. Шустер В.Л., Пуанова С.А. Методический подход к вероятностной количественной оценке перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих отложений севера Западной Сибири. Электронный журнал ИПНГ РАН «Актуальные проблемы нефти и газа» 2018. Вып.3 (22).
6. Шустер В.Л., Пуанова С.А. Вероятностная оценка перспектив нефтегазоносности доюрского комплекса Западной Сибири с помощью геолого- математической программы «Выбор» // Нефтяное хозяйство. 2014. № 1. С. 16–19.
7. Бостриков О.И., Ларичев А.И., Фомичев А.С. Геохимические аспекты изучения нижнесреднеюрских отложений Западно-Сибирской плиты в связи с оценкой их УВ-потенциала // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2011. Т 6. №3. [http://www.ngtp.ru/rub/1/31\\_2011.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/1/31_2011.pdf).
8. Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Дещеня Н.П. и др. Геолого-тектонические модели севера Западной Сибири и проблема поиска залежей УВ в глубоких горизонтах. Сб. «Критерии оценки нефтегазоносности ниже промышленно освоенных глубин и определение приоритетных направлений геологоразведочных работ». Пермь. 2000. С. 201–202.
9. Виноградова Т.Л., Пуанова С.А. Углеводородные скопления юрских отложений севера Западной Сибири и особенности их геологических ресурсов // Доклады РАН. 2006. Т. 410. № 2. С. 220–224.
10. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности осадочных отложений триаса Западно-Сибирского мегабассейна // Горные ведомости. 2011. № 9. С. 11–15.



## О ВОЗМОЖНЫХ ПРИЧИНАХ СУЩЕСТВОВАНИЯ АНАЭРОБНЫХ УСЛОВИЙ ПРИ ФОРМИРОВАНИИ БАЖЕНОВСКОГО ГОРИЗОНТА

*Горюнов Е.Ю. (МГРИ, [eyugoryunov@ya.ru](mailto:eyugoryunov@ya.ru)),  
Щербина Ю.В.\* (МГРИ, [instata813@gmail.com](mailto:instata813@gmail.com)),  
Середин Д.С. (МГРИ, [densds3@gmail.com](mailto:densds3@gmail.com))*

### Аннотация

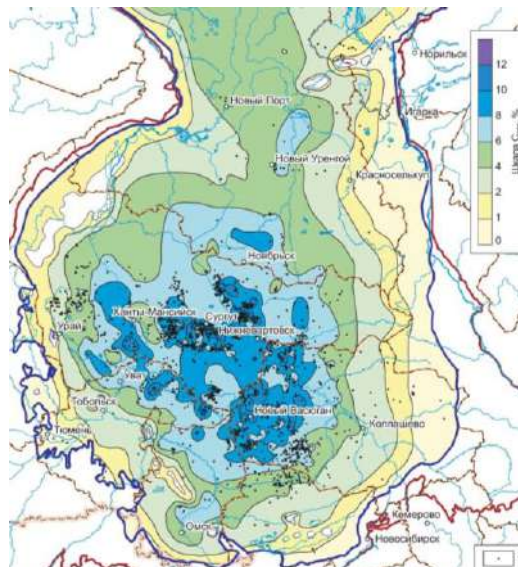
Предложен новый взгляд на условия образования анаэробных условий накопления верхнеюрско-нижнемеловых отложений баженовской свиты в центральной части Западно-Сибирской платформы. Приведён литологический разрез свиты, компонентный состав пород, площадное распространение и содержание  $S_{org}$ , тектоника и палеогеографические условия, на основании чего был сделан вывод о возможных условиях образования сероводородного заражения в условиях аноксии природных вод.

**Ключевые слова:** Баженовская свита, сероводородное заражение, меромиктические озера, эвстатические колебания, хемоклин, пикноклин, аноксия

Баженовская свита является уникальным геологическим объектом. Впервые как геологическое тело в разрезе мезозоя Западно-Сибирского осадочного бассейна баженовская свита была выделена в 1959 г. Ф.Г. Гурари. В возрастном отношении она охватывает весь волжский век и завершает разрез юрской системы и часть раннего берриаса, что занимает отрезок времени около 7 млн. лет.

Породы баженовской свиты обладают необычными свойствами, которые возникли благодаря особым условиям их образования. Они характеризуются сложным строением, обусловленным седиментационными наложенными неоднородностями.

Баженовские отложения были одним из объектов, на примере которых начали изучение закономерностей распределения органического вещества в древних осадочных бассейнах. (рис. 1)



**Рисунок 1.** Фрагмент карты средних концентраций органического углерода в породах баженовского горизонта на территории Западной Сибири, %.; [А.Э. Конторович, 2018]

Современная концентрация органического углерода в центральной части Западно-Сибирского бассейна, где развита баженовская свита меняются от 1-2% до 25%. Область максимальных концентраций  $S_{org}$  занимает центральную и южную части бассейна. Более

всего обогащены органическим углеродом породы баженовской свиты и нижнетутлеймской подсвиты. В свитах средневзвешенные значения  $C_{орг}$  равны 6.6 и 5.5 мас. % соответственно. Хорошо известно, что в диагенезе при накоплении осадков баженовской свиты и её аналогов имели место восстановительная обстановка, биохимическая редукция сульфат-иона и окислов серы и новообразование пирита, элементной серы и сераорганических соединений.

Баженовская свита сложена преимущественно глинисто-карбонатно-кремневыми породами, насыщенными органическим веществом (рис. 2), которые составляют до 80 % толщины разреза. Это глинисто-кремневые породы, карбонатно-кремневые породы, биотурбированные кремневые породы с кремневыми стяжениями. По данным Немовой накопление биотурбированного интервала, в отличие от основной части разреза, происходило преимущественно в условиях длительного периода аэрации верхней части осадка и придонных вод кислородом. Известно, что породы баженовской свиты содержат в высоких концентрациях пирит. Свита характеризуется следующим количественными вариациями содержаний компонентов пород (в среднем %): минералы кремнезема — 37.1; глинистые минералы — 22.3; альбит — 8.4; карбонатные минералы — 14.3, органическое вещество (кероген) — 10.8; пирит — 6.2; апатит — в среднем 0.8 [А.Э. Конторович 2016]

В небиотурбированных тонкослоистых породах содержание органического углерода максимальное в разрезе - до 20-25 %, в биотурбированных разностях оно ниже – до 10 %.

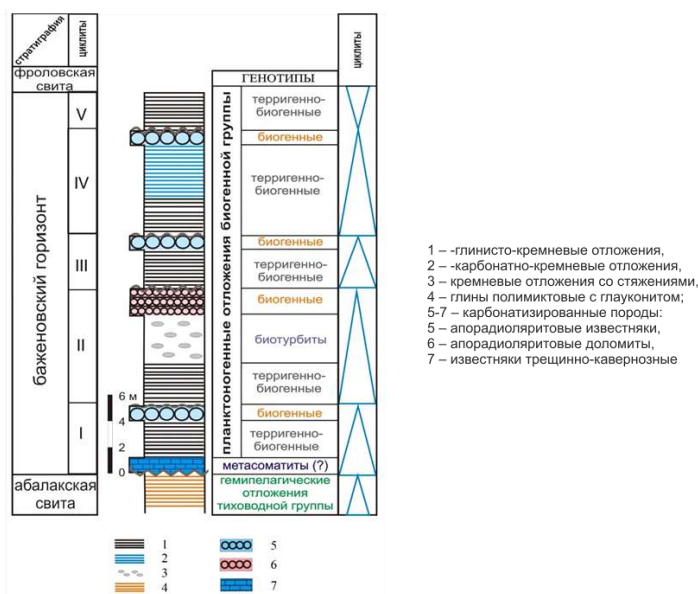


Рисунок 2. Строение разреза отложений баженовского горизонта [В.Д. Немова, 2012]

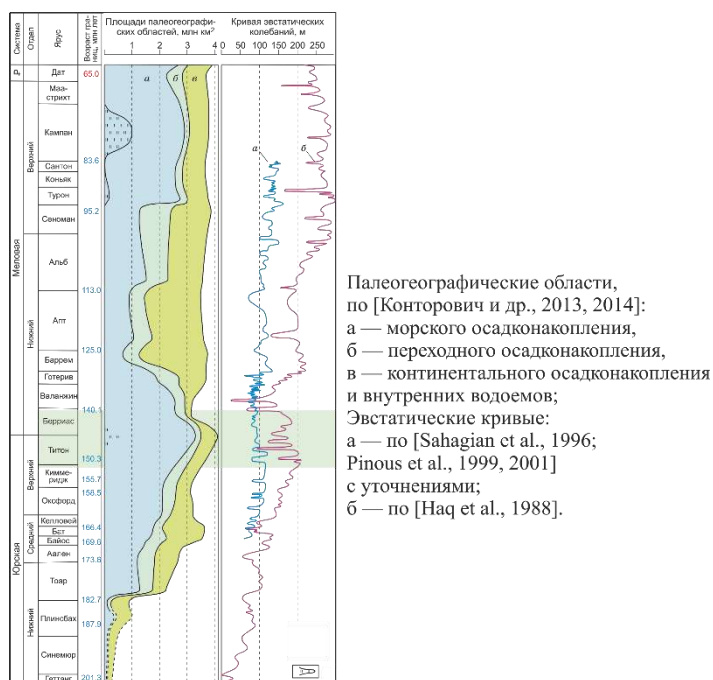
В позднеюрскую эпоху произошли коренные изменения в динамике и условиях седиментации. Баженовский бассейн седиментации представлял собой обширное эпиконтинентальное море с пологими бортами и некомпенсированным осадконакоплением. Наиболее обоснованным и распространенным является мнение, что глубина составляла 200-500 м [Захаров, 2006].

Скорость седиментации была незначительной из-за удаленности источников сноса терригенного материала. В целом бассейн отличался спокойной гидродинамикой, о чем свидетельствует широкое развитие пелитовой фракции в отложениях. Высокая степень обогащенности отложений органическим веществом и широкое развитие пиритизации [Немова, Захаров] говорит о том, что накопление данных отложений происходило в основном



в бескислородных условиях сероводородного заражения придонных вод и верхней части осадка.

Во время верхнеюрско-неокомской трансгрессии Западно-Сибирский бассейн являлся полузамкнутым заливом (semi-closed bay) Бореального палеоарктического океана (Борея). Центральная глубоководная впадина Борея как область растяжения и наращивания океанической коры появилась в юрское время [Alvey et al., 2008; Shephard et al., 2013]. В интересующее нас «баженовское» время (титон—берриас) эта впадина не имела постоянной глубоководной циркуляции с другими участками Мирового океана, так как соединялась с ними только через мелководные эпиконтинентальные моря и проливы. Наиболее вероятным порогом, который мог затруднять водообмен между Западно-Сибирским бассейном и бореальным океаном могла являться система ниже- и среднемерсосяжских валов и Рассохинский мегавыступ, протягивающиеся в субмеридиональном направлении. Кроме того, в соответствии с графиком эвстатических колебаний (Рис.3) уровень мирового океана в баженовское время был понижен, следовательно сообщение было относительно затруднено из-за мелководного порога. По мнению многих авторов территория бассейна характеризовалась гумидным климатом, что говорит о наличии относительно большого объема сноса пресных вод.



**Рисунок 3.** Палеобатиметрические кривые в разрезе юры и мела Западной Сибири. [С.В. Еришов, 2018]

Это могло создать условия опреснения верхнего водного слоя бассейна. Процессы, протекающие при опреснении части морских акваторий хорошо изучены на примере меромиктических озер (меромиктический водоём — водоём, в котором практически отсутствует циркуляция воды между слоями различной минерализации, разделёнными хемотермо- и пикноклином, вследствие чего вода нижнего слоя более минерализованная и плотная, чем в верхнем слое) в окрестностях Кандалакшского залива Белого моря в которых относительный солевой состав вод мало отличается от солевого состава беломорских вод. Озеро Трёхцветное демонстрирует характерные черты меромиктических озер: устойчивую слоистую структуру водоема (пресный поверхностный слой воды с минерализацией 0,4-0,9 г/л), слой скачка плотности, в котором минерализация возрастает более чем в 10 раз, солоноватая водная масса с минерализацией более 20 г/л). Стабильно расположение в озере хемоклина на глубине 1–2,3 м. Солоноватые воды находятся ниже хемоклина, содержат

сероводород и характеризуется анаэробными условиями среды. Наличие хемоклина и существование слоев, резко отличающимися по гидрофизическим и гидрохимическим параметрам, создают условия для развития бактериальных сообществ. В гиполимнионе (характерный для глубоких озер холодный, бедный кислородом слой воды, лежащий ниже зоны быстрого перепада температуры) интенсивно идет процесс сульфатредукции, осуществляемый хемоавтотрофными и аноксигенными фототрофными бактериями. В гиполимнионе озера отмечено накопление минерального фосфора (до 6 и более г/л) [Ефимова Л.Е., Фролова Н.Л., 2015]. В глубоководных частях бассейна такие условия могут продолжаться длительное время, а на мелководье может формироваться биота, а также биотурбированные осадки.

### Выводы

Авторы предполагают, что этот механизм, только в более крупном масштабе, был реализован и при формировании отложений баженовской свиты. Действительно, в это время на месте ее отложений существовал полузамкнутый бассейн с затрудненным водообменом, который в условиях гумидного климата и обширной водосборной площади поступало огромное количество пресных вод. При допущении, что объем стока пресных вод примерно соответствует современному, то расчеты показывают, что формирование 20 см пресных вод происходит в течении нескольких лет, следовательно, если толщина опресненного слоя превышает 20 м, то система становится длительно гравитационно устойчивой. Данные условия могли привести к формированию условий аноксии при формировании баженовской свиты, что не противоречит предположениям высказанным Захаровым В.А.

### Литература

1. Барабошкин Е.Ю., Найдин Д.П., Беньямовский В.Н., Герман А.Б., Ахметьев М.А. Провалы Северного полушария в мелу и палеогене. – М.: Изд-во геологического ф-та МГУ, 2007 с 75-76
2. Ефимова Л.Е., Фролова Н.Л., Гидрохимические особенности водоемов западного побережья белого моря: от морских лагун к меромиктическим озерам. В сборнике: Современные проблемы гидрохимии и мониторинга качества поверхностных вод . 2015. С. 39-43.
3. Захаров В.А. Глубины палеобассейнов и подходы к их реконструкции Геологический институт РАН Москва, ПИН РАН, 2016 с 223-224
4. Конторович А.Э. классификация пород баженовской свиты Геология и геофизика, 2016, т. 57, № 11, с. 2034—2043
5. Конторович А.Э., Пономарева Е.В. и др. Распределение органического вещества в породах баженовского горизонта (Западная Сибирь)
6. Немова В.Д. Условия формирования коллекторов в отложениях баженовского горизонта в районе сочленения краснелининского свода и фроловской мегавпадины Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2012. Т. 7. № 2. с 14.
7. Alvey A., Gaina C., Kusznir N.J., Torsvik T.H. Integrated crustal thickness mapping and plate reconstructions for the high Arctic // Earth Planet. Sci. Lett., 2008, v. 274, p. 310—321

## HYDROCARBON EVALUATION OF THE PALEOCENE ROCKS IN THE SAHABI FIELD, SIRT BASIN, LIBYA

*Hamed O. Elwerfalli (Arabian Gulf Oil Company, Geology Department, Benghazi-Libya,  
Saad.elebaidi@uob.edu.ly)*

*Saad K. El Ebaidi (University of Benghazi, Faculty of Science, Department of Earth  
Sciences, Benghazi-Libya Saad.elebaidi@uob.edu.ly),*

*Saad M. El-Shari (University of Benghazi, Faculty of Science, Department of Earth  
Sciences, Benghazi-Libya Saad.elebaidi@uob.edu.ly)*

### Abstract

The Sahabi Field is represented an isolated carbonate reef/shoal sequence located in the eastern central part of the Sirt Basin, north of the Intisar Field. The Late Paleocene Zelten limestone is the main reservoir section in the Sahabi Fields (Sahabi B & Sahabi D). It conformably overlies the Lower Paleocene Hegen Formation. Drilling activity in the Sahabi Field indicate that the reefal carbonate build up represent the main reservoir in a Sahabi D, whereas the shoal facies represent the main reservoir in the Sahabi B.

Zelten Formation is represented by algal –foramineferal shoal facies in the lower part overlain by packstone to grainstone reef facies. The reef/shoals are encased and capped by open marine fissile shale and marls of the Kheir Formation. Porosity of Lower Paleocene Zelten reservoir has been analysed in this study. This analysis conclude that the porosity in this reservoir is believed to be enhanced by dissolution during diagenesis. FMI studies indicates the vuggy and fracture porosities are well developed within some of the carbonate facies. The detailed study of Palaeocene carbonate rocks in the Sahabi Field has shown the presence of potential source rocks, reservoir rocks and hydrocarbon traps.

**Key words:** Paleocene, Sirt Basin, Sahabi, Reef, Zelten Formation, Reservoir.

Concession NC73 is located in the eastern central part of the Sirt Basin, approximately 300 km south of Benghazi city and 170 km southeast of Marsa Bregha. The concession is placed to the east of the Zelten Platform and to the west of the Rakb High in the Ajdabia kalash Trough, between latitudes 29° 20' and 29° 00' and the longitudes 20° 30' and 20° 50' and covers an area of about 674 km<sup>2</sup> (Figure 1). The aim of this study is to conduct facies analyses and to evaluate the hydrocarbon potential of the Palaeogene in the Shabi Field.

Many core samples from series of wells were collected and analyzed. Composite well logs of those selected wells as well as the adjacent wells have been conducted for regional facies analysis in the area. Many thin-sections have been examined from different wells to document textures, fossil contents, mineral compositions, porosity and the different diagenetic processes.

### Findings

#### Facies Analysis

Petrographic investigation of the Sahbi Field indicates that the Paleocene section can be classified into the following facies:

(1) Shoal Facies is characterized by grain-supported carbonates which have been differentiated into two units based on faunal associations.

Unit (1) is represented by grainstone (Dunham, 1962) with bioclastic, nummulites and pelecypods (rare red algae). The depositional environment corresponds to shallow marine conditions within the euphotic zone with medium to high energy. This unit is interpreted as shoal development stage on paleo-high.

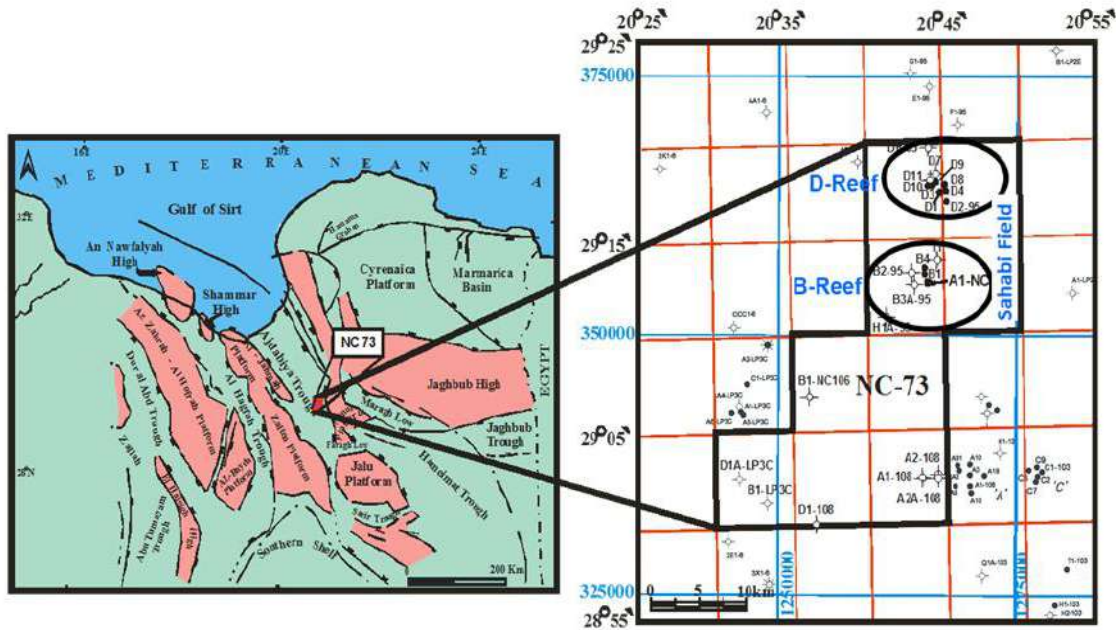
Unit (2) is characterized by grainstone predominant red algae (corallinaceae) and foraminifera associations. The depositional environment corresponds to shallow marine conditions within the euphotic zone with medium to high energy. This unit is corresponds to a stage of shoal stabilization.

(2) Inter-shoal carbonate is characterized by mudstone (Dunham, 1962) with rare benthic foraminifera and pelecypods.

(3) Reefal build-up carbonate is represented by bioconstructed limestone. Two distinct units have been interpreted based on faunal associations.

Unit (1) is bioconstructed limestone with predominant red algae and coral associations. Local occurrence of green algae (*Acicularia*) at the base. This unit corresponds to a first phase of reefal build-up.

Unit (2) is bioconstructed limestone with mixed faunal associations included red algae, corals, green algae (*Dasycladales*), bryozoans, large foraminifera (*Alveolinids*, *Discocyclinids*, *Miliolids*). This unit represents the second phase of reefal build-up.



**Figure 1.** General structural framework of Sirt Basin (after Anketel, 1996) and location map of concession NC73

#### History of depositional environment

The history of deposition in the Sahabi Field can be summarized as follows:

- The Sahabi Field is represented an isolated reef/shoal carbonate sequence.
- The Paleocene sequence in the Sahabi Field is mainly represented by three facies.
- The reef/shoals are encased and capped by open marine shale and marls of the Kheir Formation.
- Early to Middle Paleocene: carbonate passing laterally to shale.
- Earliest Upper Paleocene: most carbonates are blanketed with shales due to transgression; carbonate deposition continues on structural highs only (Figure 2).



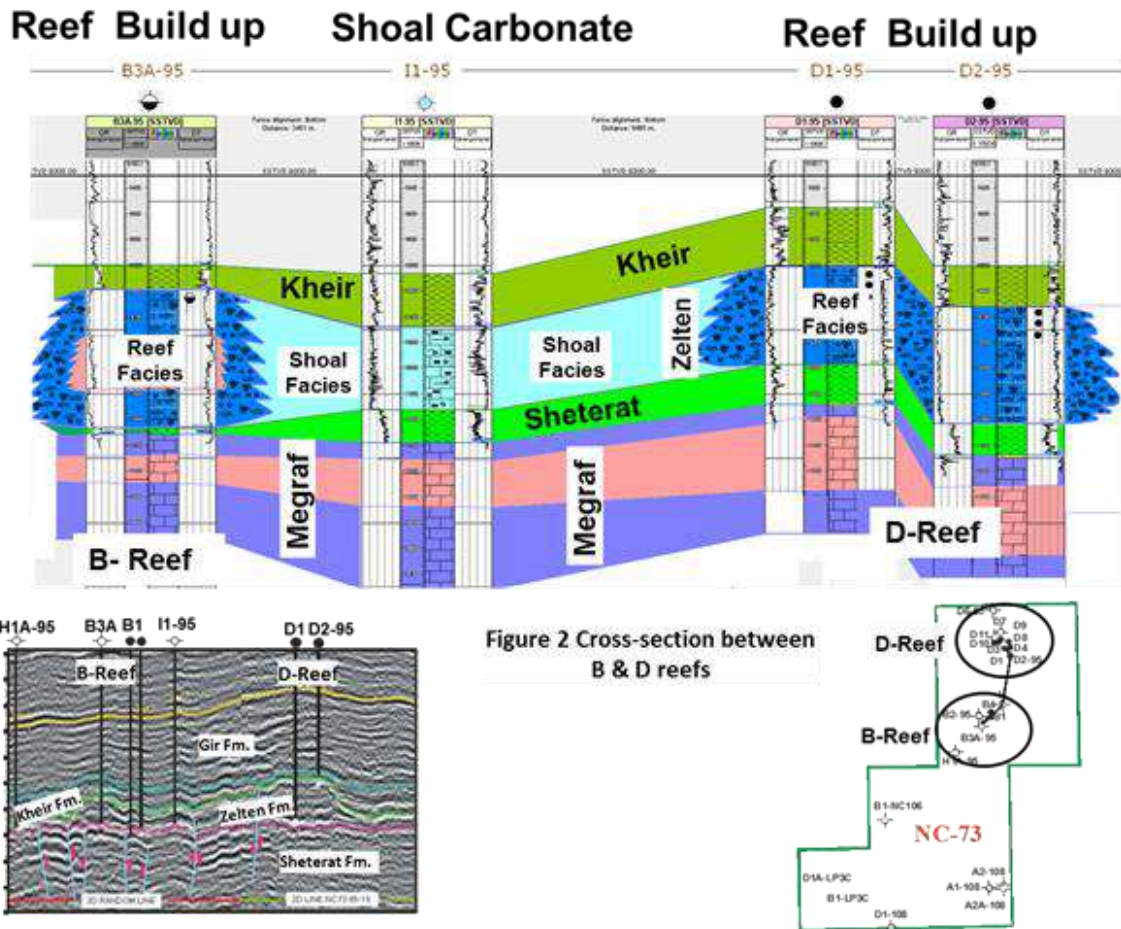


Figure 2. Cross-section between B & D reefs

### Diagenetic History

The relative time relationship of the main diagenetic processes in the study area probably commenced with dissolution of aragonite, replaced by growth of sparry calcite cement and dolomitization (formation of microcrystalline dolomite). The final stages of diagenesis are represented by compaction, precipitation of sparry calcite cement, recrystallization of microcrystalline dolomite, fracturing of sediments, development of void-filling microcrystalline of dolomite crystals and oil invasion

### Petroleum system

The source rocks of the oil accumulations in the Intisar and Sahabi fields are thought to be the late Cretaceous Sirt and Rakb Group shales with primarily vertical migration up nearby early Eocene faults (Ferster, 1996). The oil discovered in the Sahabi Field is 39° API, Presently the Sirt shale is buried to greater than 14,000 ft (well B1-95). The base of the oil window is 15,100 ft which suggests that the Sirt shale would be mature enough to generate the 39° API oil recovered from the Sahabi D Field.

The seal rocks are represented by interbedded shales and deep water carbonates of the Kheir Formation overlies the Zelten Formation. The Kheir Formation is a thick transgressive sequence which appears to be the distal equivalent of the Zelten carbonate shelf on the Rakb High. It is proven as an effective top seal in the Sahabi Field.

The trap of the hydrocarbon in Shabi Field is a stratigraphic trap type represented by mapping of seismic attributes and facies distribution.

The primary hydrocarbon reservoir in Shabi B Field is represented by a grainstone to packstone shoal carbonate facies of Zelten Formation. The average porosity of the reservoir is 14.5 %. The primary hydrocarbon reservoir in the Shabi D Field is represented by a grainstone to packstone reefal carbonates facies of Zelten Formation. The reef/shoal complexes are generally semi-circular in plan and are approximately 800 acres in size with a vertical relief of up to 1200 ft.

FMI studies in well A1-NC73 indicate well developed vugy porosity within some of the carbonate facies. Those vugs were noticed to be conductive (open), resistive (cemented), connected and isolated and may be formed through a variety of processes e.g. diagenesis. FMI is also indicates the presence of 49 natural fractures over the logged section. These fractures were classified as conductive (open fractures) and resistive (cemented fractures).

### Conclusions

- The Sahabi Field is represented an isolated carbonate reef/shoal carbonate sequence.
- The Paleocene sequence in the Sahabi Field is mainly represented by three facies are:  
Reefal build up Carbonate, Shoal Facies and Intra Shoal Carbonate
- The reef/shoals are encased and capped by open marine shale and marls of the Kheir Formation.
- The detailed study of Palaeocene rocks in the Sahabi Field has shown the presence of potential source rocks, reservoir rocks and hydrocarbon traps.
- Porosity of Lower Paleocene Zelten Formation reservoir in these wells is believed to be enhanced by dissolution during diagenesis.
- FMI studies indicates the vugy and fractures porosity carbonate features (conductive and resistive are well developed within some of the carbonate facies.
- Drilling activities in the Sahabi Field indicates that the reefal build up carbonate represented the main reservoir in the Sahabi D, whereas the shoal facies represented the main reservoir in the Sahabi B.

### References

1. Anketell, J. M. 1996. Structural history of Sirt Basin and its relationship to the Sabratak and Cyrenaica Platform northern Libya. In: Geology of Sirt Basin, M. J. Salem, M. J. Salem, M. T. Busrewil, A. A. Misallati and M. A. Sola (eds.). Elsevier, Amsterdam, vol. 3 pp.57-89.
2. Dunham, R. J. 1962. Classification of carbonate rocks according to depositional texture. In: Classification of Carbonate Rocks. (ed. By W. E.Ham) Mem. Am. Ass. Petrol. Geol. 1, 108-121.
3. Ferster, C. A. 1996. Prospectivity Evaluation of concession NC73. Unpublished report.

## ОСОБЕННОСТИ ВТОРИЧНЫХ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ПОЛЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Алексеенко В.А.\* (ЮФУ, [vl.al.alekseenko@gmail.com](mailto:vl.al.alekseenko@gmail.com)),  
Швыдкая Н.В. (КГАУ, [nepeta@mail.ru](mailto:nepeta@mail.ru))

### Аннотация

Рассматриваются особенности и образование вторичных геохимических аномалий и полей месторождений нефти и газа. Элементами-индикаторами, образующими аномалии, являются не сами продукты разрушения углеводородов, а химические элементы, подвижные в верхних частях геохимических ландшафтов, в почвенно-растительном покрове. Эти элементы перемещаются и концентрируются на геохимических барьерах, образованных за счет эманаций.

**Ключевые слова:** месторождения нефти и газа, биогеохимические и литохимические вторичные аномалии концентрации и перераспределения; геохимические барьеры и ландшафты

Исследования по изучению поведения химических элементов в почвах и растениях на месторождениях нефти и газа, а также за их пределами проводились нами на Северном Кавказе и в его предгорьях. Работы сопровождались отбором проб почв и растений. Всего при подготовке сообщения были использованы результаты анализов свыше 1000 проб почв и 1500 растений. Подготовка проб к анализам и сами анализы проводились по стандартной методике [1,2,3].

Часть мигрирующих углеводородов может быть разрушена и изменена в результате химических реакций и бактериального воздействия. Среди многочисленных бактерий, способных участвовать в рассматриваемом процессе, укажем нефтеокисляющие из родов *Acinetobacter*, *Corinebacteiium*, *Rhodococcus* и *Pseudomonas*, штаммы *Pseudomonas oleovorans*, обладающие способностью разлагать органические соединения, а также обычно участвующие в круговороте углерода анаэробные почвенные микроорганизмы. Одни из последних (р. *Metanobacterium*, *Methanococcus* и некоторые виды р. *Clostridium*) в условиях влажных почв восстанавливают CO<sub>2</sub> в метан (CH<sub>4</sub>). Другие, наоборот, окисляют метан в углекислоту (р. *Metanomonas*, *Pseudomonas*). Отметим и группу «водородных» бактерий, которые в аэробных условиях окисляют водород и способны к автотрофному росту. Многие из них ассимилируют N<sub>3</sub>, а в анаэробных условиях способны к окислению водорода кислородом нитратов или нитритов, восстанавливая их до N<sub>2</sub>. К водородным бактериям, которые могут использовать водород и строить свое тело из CO<sub>2</sub>, относят десятки обычных родов бактерий, которые могут развиваться и за счет органических веществ. Это грамотрицательные бактерии из родов *Hydrogenobacter*, *Hydrogenophaga*, *Azospirillum*, *Alcaligenes*, *Aquaspirillum*, *Rhizobium*, *Blastobacter*, *Huphomicrobium*, а также грамположительные коринеподобные бактерии родов *Arthrobacter*, *Nocardia*, *Mycobacterium*, дрожжи р. *Streptomyces* и некоторые виды споровых рода *Vacillus*. Вполне вероятно участие в преобразовании эманаций и нитрифицирующих бактерий.

Поступление всех этих компонентов в почвы приводит, при существенной роли живых организмов (особо - бактерий), к образованию в них (почвах) целого ряда геохимических барьеров (сероводородного, кислотного, щелочного, сорбционного, биогенного). На этих барьерах происходит концентрация подвижных и находящихся в повышенных концентрациях элементов самих почв. Следует отметить, что происходящие на таких участках окислительно-восстановительные реакции (с участием бактерий, разлагающих углеводороды) могут увеличить подвижность восстанавливающихся элементов с переменной валентностью, приводя к их «отгонке» из таких участков и отложению на соответствующих геохимических барьерах.

Образующиеся в почвах в результате указанных процессов вторичные литохимические аномалии будут аномалиями концентрации, а не рассеяния, так как составляющие их элементы-индикаторы не являются непосредственными продуктами разрушения и рассеяния нефтяных и газовых залежей. В то же время, их следует относить к вторичным, так как они формируются на геохимических барьерах, образование которых связано с разрушением залежей нефти и газа [4,5].

Контрастность таких аномалий обычно невелика, что связано с относительно невысоким содержанием в почвах элементов, способных сконцентрироваться на возникших барьерах. В связи с этим выделение в почвах аномалий отдельных химических элементов проводилось в регионе (и должно проводиться всегда) на ландшафтно-геохимической основе. Набор элементов-индикаторов, образующих аномалии в почвах, изменчив и зависит от геохимических особенностей почв конкретных геохимических ландшафтов. Аномалии отдельных элементов над залежами нефти и газа иногда не совпадают, а часто и разобщены, хотя вместе они образуют единое вторичное литохимическое поле (рис. 1, рис. 2).

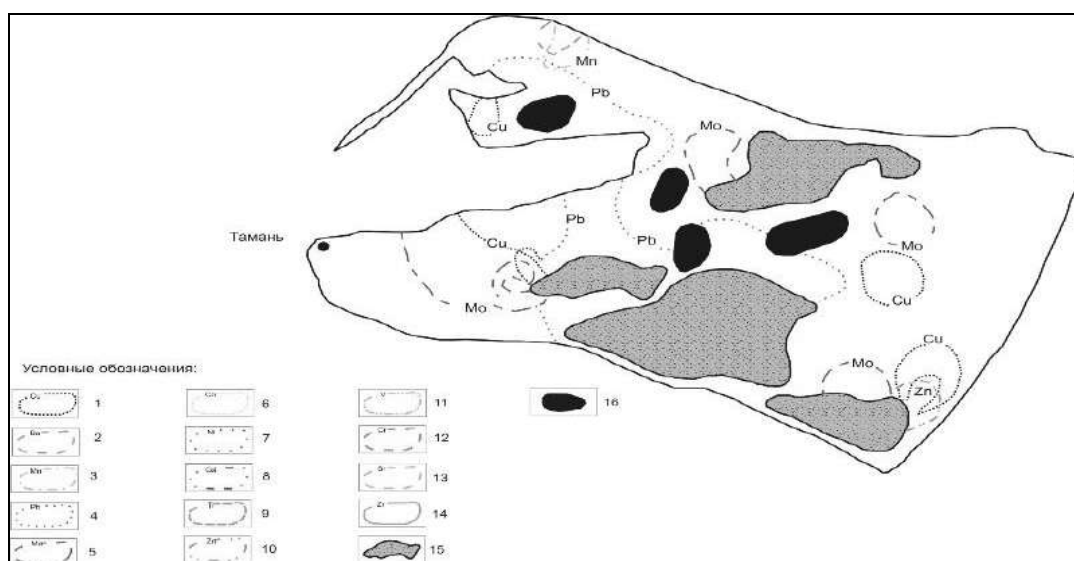


Рисунок 1. Литохимическое поле №1

Условные обозначения:

1 - граница аномалии меди; 2 - граница аномалии бария; 3 - граница аномалии марганца; 4 - граница аномалии свинца; 5 - граница аномалии молибдена; 6 - граница аномалии кобальта; 7 - граница аномалии никеля; 8 - граница аномалии галлия; 9 - граница аномалии титана; 10 - граница аномалии цинка; 11 - граница аномалии ванадия; 12 - граница аномалии хрома; 13 - граница аномалии стронция; 14 - граница аномалии циркония; 15 - лиманы; 16 - месторождения нефти

Над всеми известными в регионе месторождениями углеводородов в почвах были выявлены соответствующие им (месторождениям нефти и газа) вторичные литохимические поля. Кроме того, такое же поле было выявлено (еще до проведения разведочных работ) на Таманском полуострове и в районе г. Геленджика. В последнем случае особо перспективная для поисков литохимическая аномалия не оконтурена с юга и доходит до аквальных ландшафтов Черного моря.

Особо следует отметить, что на северо-западе региона аномалии, связанные с месторождениями нефти и газа, пространственно (а, вероятно, и генетически) связаны с аномалиями над ртутными месторождениями (рис. 2). Таким образом, в этом случае мы



имеем совмещение двух вторичных литохимических полей. Разрушение руд и ореолов месторождений ртути приводит к увеличению количества потенциально подвижных элементов в почвах, а это, в свою очередь, способствует образованию большего числа и более контрастных аномалий над месторождениями углеводородов (рис. 2).

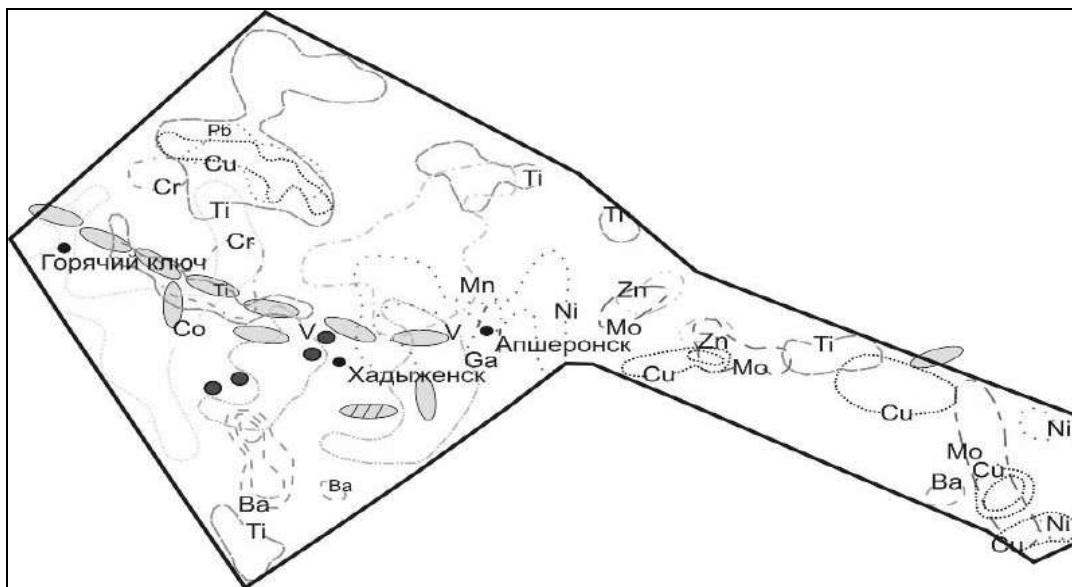
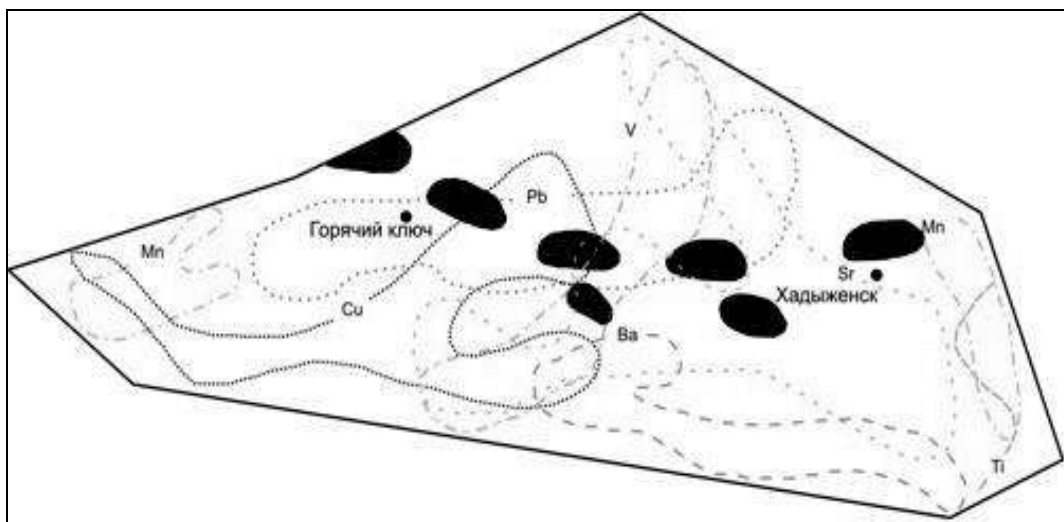


Рисунок 2. Литохимическое поле №3  
Условные обозначения см. рис. 1

Изменение рассмотренной выше геохимической ситуации в почвах над месторождениями нефти и газа сказалось на накоплении ряда химических элементов растениями. Это позволило по довольно тесному пространственному сближению биогеохимических аномалий выделить вторичные биогеохимические поля, соответствующие залежам нефти и газа. Такие поля (рис. 3) были впервые выявлены нами над всеми известными в регионе месторождениями при проведении исследований в масштабе 1:500 000 на Северо-Западном Кавказе. Для описываемых полей оказались характерными все указанные выше особенности литохимических полей, соответствующих районам и узлам месторождений полезных ископаемых, но и есть свои специфические. Последние обусловлены ботаническими и биогеохимическими особенностями используемых для опробования растений. При проведении описываемых работ опробованию в основном подвергались листья и прирост последнего года граба, дуба, бука и пихты. Однако ареалы каждого из этих деревьев не охватывают всю территорию, относимую к Северо-Западному Кавказу. В связи с этим, не все районы и узлы месторождений полезных ископаемых изучаемого района могли быть охвачены биогеохимическими исследованиями, связанными только с одним видом растений. Это, в свою очередь, привело к тому, что часто невозможно сравнивать размеры площадей, занятых вторичными литохимическими и биогеохимическими полями, соответствующими одним и тем же районам месторождений полезных ископаемых.

В связи с этим необходимо отдельно рассматривать поля, выявляемые по данным анализа биогеохимических исследований для каждого вида растений. Кроме того, при рассмотрении контуров биогеохимических полей (а, соответственно, и занимаемых ими площадей) следует учитывать ареалы каждого опробуемого растения.



**Рисунок 3. Биогеохимическое поле №3**

Условные обозначения:

1-граница литохимического поля; 2-населенные пункты; 3-лиманы; 4-граница исследуемого региона; 5- государственная граница; также см. Условные обозначения к рис. 1

Таким образом, процесс образования вторичных полей над месторождениями нефти и газа весьма специфичен, а аномалии, составляющие поля, слабоконтрастны и для их выявления практически всегда необходима ландшафтно-геохимическая основа. Выявление биогеохимических полей необходимо проводить с установлением величин аномальных содержаний для каждого растения в каждом геохимическом ландшафте. Литохимические и биогеохимические вторичные поля довольно хорошо коррелируются. Следовательно, выбор работ по выявлению литохимических или биогеохимических полей должен определяться такими показателями как стоимость работ, развитие определенных видов растений на больших территориях. Следует также учитывать, что после проведения опытных работ можно использовать для выявления биогеохимических полей над месторождениями нефти и газа опробование хвойных пород растений в зимних условиях. Это важно для заболоченных участков.

### Литература

1. Алексеенко В.А. Геохимические методы поисков месторождений полезных ископаемых, 1973, 1974 (Казахстан); 1979 (М.: Недра); 1989 (М.: Высшая школа); 2000, 2005 (М.: Логос). 354 с.
2. Алексеенко В.А. Эколого-геохимические изменения в биосфере. Развитие, оценка. М.: Логос, 2006. 520 с.
3. Алексеенко В.А., Суворинов А.В., Власова Е.В. Металлы в окружающей среде. Лесные ландшафты Северо-Западного Кавказа. М.: Универ. книга, 2008. 264 с.
4. В.А. Алексеенко. Геоэкология. Экологическая геохимия. Учебник. Ростов-на-Дону: Феникс, 2017. – 688 с.
5. Алексеенко В.А. Основы экологической геохимии: термины, понятия, законы/ В.А. Алексеенко, Т.В. Жуйкова, Н.В. Швыдкая. – Нижний Тагил: Нижнетагильский государственный социально-педагогический институт (филиал) ФГАОУ ВО «Российский государственный профессионально-педагогический университет», 2019. - 336 с.

## СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГЛУБОКОВОДНЫХ КОНУСОВ ВЫНОСА РАЗЛИЧНОГО ТИПА АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ

*Байков Р.П.\* (ООО «Газпромнефть НТЦ», Baykov.RP@gazpromneft-ntc.ru),  
Мезенцева А.В. (ООО «Газпромнефть НТЦ»,  
Mezentseva.AV@gazpromneft-ntc.ru)*

### **Аннотация**

Данная работа посвящена изучению Ачимовских отложений, залегающих на севере Западной Сибири. Одной из основных проблем прогнозирования и моделирования фильтрационно-емкостных свойств является их высокая латеральная неоднородность (рис.1). В работе показано, как комплексная сейсмогеологическая интерпретация позволяет выполнить пространственный прогноз свойств глубоководной части клиноформенного комплекса.

**Ключевые слова:** глубоководные отложения, турбидиты, сейсмическая интерпретация

### **Введение**

Отложения ачимовской толщи представляют большой интерес с точки зрения развития нефтегазового потенциала нефтегазовых компаний и представляют собой отложения глубоководных конусов выноса. По оценке из работы [1], накопленная добыча углеводородов из ачимовских пластов у всех российских нефтяных компаний составляет не более 4%. Сложность внутреннего строения, низкие фильтрационно-емкостные свойства, высокая неоднородность в пространстве и трудности при прогнозировании являются основными геологическими причинами невысоких показателей разработки. Цель данной работы – комплексный анализ геолого-геофизической информации для создания геологической основы и построения модели для проектирования разработки. В основе анализа лежит интерпретация сейсмических данных, которые позволяют показать разнообразие и сложность [2,3] глубоководных конусов выноса ачимовской толщи.

### **Метод (и/или Теория)**

В работе детально рассматриваются вопросы, связанные с сейсмогеологической интерпретацией конусов выноса разного типа. Основной акцент делается на анализе сейсмических данных, корреляции сейсмических горизонтов и прогнозе характеристик резервуара.

Используя данные, полученные на одном из лицензионных участков севера ЯНАО, применялся интегрированный подход анализа имеющихся данных 3Д и 2Д СРР, РИГИС, теорий образования подобных отложений [4], данных палеогеоморфологического анализа.

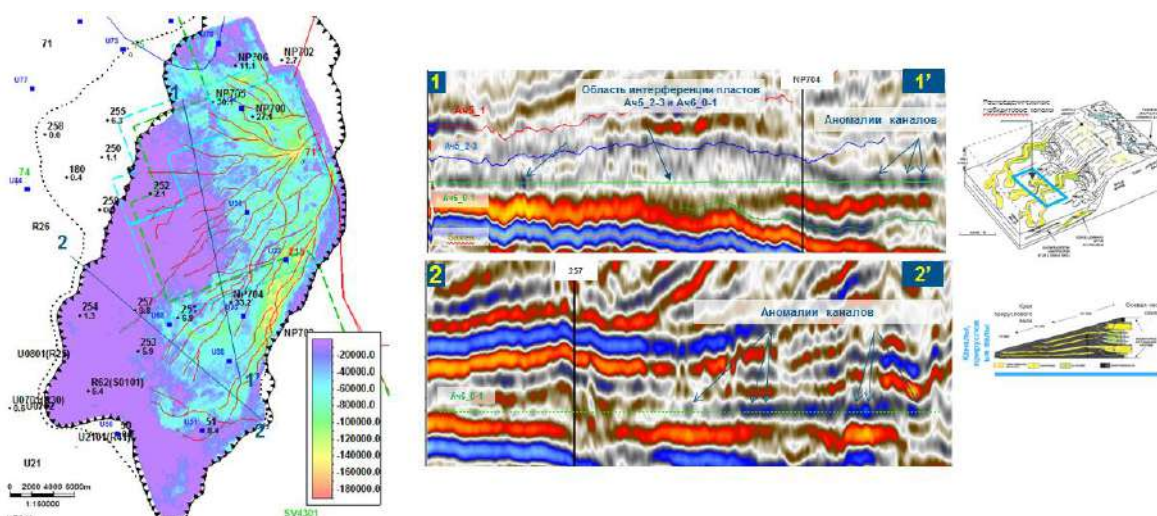


Рисунок 1. Внутренняя неоднородности прогнозных эффективных толщин

П

о результатах детальной корреляции сейсмических горизонтов[6], атрибутивного анализа, спектрального анализа[7] и результатам сейсмического моделирования были выделены каналы и конусы выноса ачимовских пластов, и с использованием скважинных данных осуществлялась классификация конусов различного типа, позволяющая спрогнозировать характеристики резервуара (рис.2). Расчет динамических атрибутов и интерпретация динамических особенностей сейсмической записи выполнены с целью установления значимых связей[8] с общими и эффективными толщинами, коэффициентом пористости для получения площадного прогноза коллекторских свойств потенциально продуктивных объектов.

Атрибутивный анализ проводится в следующей последовательности:

- 1) расчет кубов атрибутов;
- 2) расчет карт атрибутов в окне поиска;
- 3) анализ полученных карт на качественном уровне;
- 4) анализ выбранных карт атрибутов на количественном уровне.

Динамические атрибуты проанализированы как на качественном уровне в совокупности с другими геолого-геофизическими материалами, так и на количественном уровне на основе статистической обработки.

В процессе атрибутивного анализа сейсмических данных произведен расчет в разных временных интервалах для каждого типа конуса было выбрано свое временное окно, которое наилучшим образом характеризовало прогнозируемый параметр (коэффициент песчанистости и/или эффективные толщины) на количественном уровне. Данный подход позволил уточнить геологическую модель и корректно распространить свойства в межскважинном пространстве.

### Выводы

В работе показана необходимость комплексирования разного типа геолого-геофизических данных, для детального анализа пластов ачимовской толщи и получения достоверных результатов. По сейсмическим образам и данным аналогов каждой системы были выделены каналы и лопасти глубоководных отложений. По результатам комплексной оценки геолого-геофизических и гидродинамических данных, обосновано выделение различных (гидродинамически несвязанных) конусов выноса в пределах одного пласта, отличающихся по своим свойствам и характеристикам.



Результаты работы были использованы для дальнейшего планирования ГРП. По результатам бурения новых скважин, доказана высокая достоверность полученных результатов.

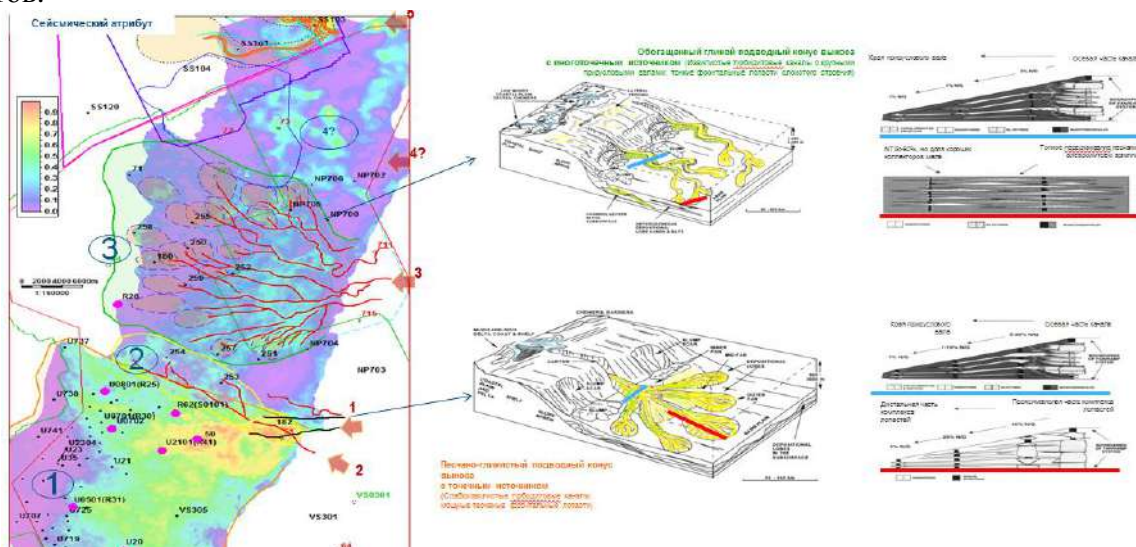


Рисунок 2. Пласт включающий в себя различные конусы выноса обладающие различными ФЭС.

## Литература

1. Алексеев А. «Путь наверх» // Сибирская нефть №2/149, 2018
2. Henry W. Posamentier, Roger G. Walker (2006) "Facies models revisited", SEPM, September 2006, P 399-521
3. Harold G. Reading, Marcus Richards (1994) "Turbidite systems in deep-water basin margins classified by grain size and feeder system", AAPG Bulletin, V.78, No.5(May 1994), P 792-822.
4. Yvonne T. Spychala, David M. Hodson, Amandine Prelat, Ian A. Kane, Stephen S. Flint, Nigel P Mountney (2017) "Frontal and lateral submarine lobe fringes: comparing sedimentary facies, architecture and flow processes", SEPM (Society for Sedimentary Geology) 1527-1404/17/087-075
5. A. Prelat, J.A. Covault, D.M. Hodson, A.Fildani, S.S. Flint (2010) "Intrinsic controls on the range of volumes, morphologies, and dimensions of submarine lobes", Sedimentary Geology 232 (2010)
6. Нежданов А.А., Пономарев В.А., Туренков Н.А., Горбунов С.А. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири // Издательство Академии горных наук, 2000. – 247с.
7. Буторин А.В. Изучение спектральных характеристик волнового поля на примере модельных данных по результатам вейвлет-преобразования // Геофизика. 2016. №4
8. Михайлова С.В. «Анализ сейсмических атрибутов – комплексный подход при концептуальном моделировании» // ProНефть №2, 2018

## ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СЛОЖНОПОСТРОЕННОЙ ЗАЛЕЖИ ГАЗА И ВЕРИФИКАЦИЯ ЗАПАСОВ МЕТОДОМ ПАДЕНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

*Гутман И.С. (ООО «ИПНЭ», МГРИ), Потемкин Г.Н. (ООО «ИПНЭ», МГРИ), Бондина А.М.\* (ООО «ИПНЭ», [anya.bond@bk.ru](mailto:anya.bond@bk.ru)), Поляков А.А. (АО «Нефтегазхолдинг»), Мурзов А.И. (АО «Нефтегазхолдинг»), Татарчук Р.В. (ООО «СН-Газдобыча»)*

### Аннотация

В работе рассмотрены особенности учета разнообразной геолого-геофизической информации при моделировании. Показано, что для построения адекватной модели необходимо учитывать литолого-фациальные особенности отложений, что позволяет провести объективную оценку величины запасов, которая подтверждается методом падения пластового давления.

**Ключевые слова:** Геологическая модель, палеорусл, метод падения давления, сейсмические атрибуты, запасы углеводородов.

Геологическая неоднородность пластов в значительной мере влияет на структуру запасов углеводородов, что особенно актуально для сложнопостроенных отложений, в том числе осложненных наличием палеорусел [1-3].

В работе для проведения литолого-фациального анализа использованы данные бурения, сейсморазведки, ГИС и керны Усть-Сильгинского месторождения Томской области.

Данное месторождение является газоконденсатным однопластовым. Промышленная газоносность установлена в юрских отложениях, продуктивный пласт Ю<sub>1</sub> приурочен к васюганской (наунакской) свите верхнего отдела юрской системы.

Центральную часть площади исследований занимает Усть-Сильгинское поднятие, в целом имеющее юго-западное – северо-восточное простирание и состоящее из нескольких более мелких локальных поднятий.

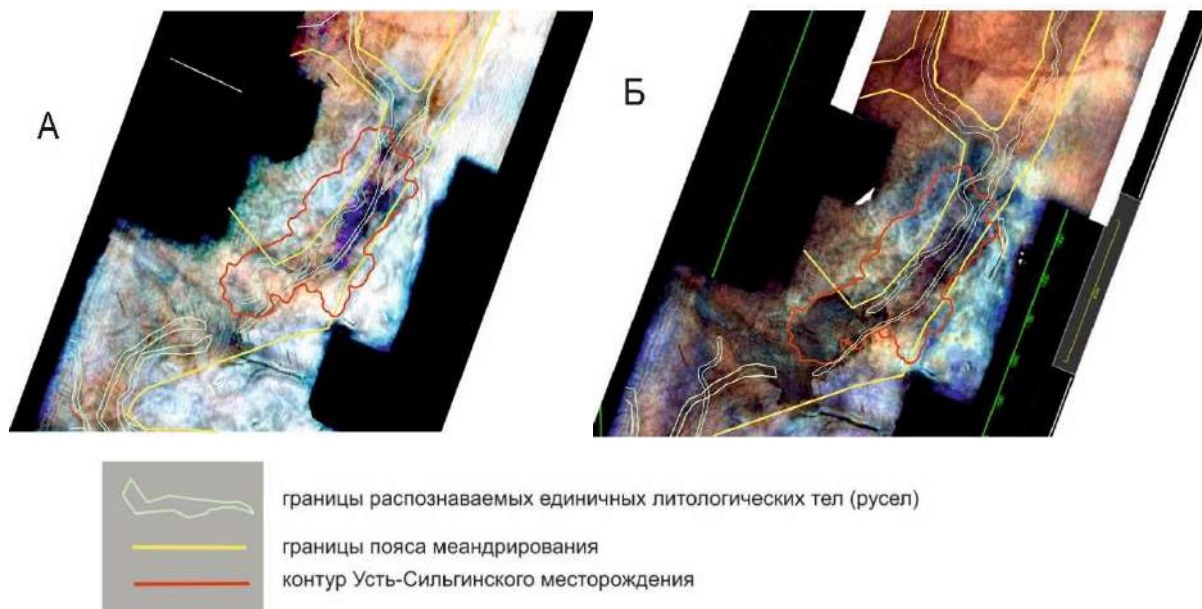
Месторождение разбурено довольно редкой сеткой скважин. В 2018 году после обработки и интерпретации материалов сейсмических работ МОГТ-3D изменилось представление о геологическом строении месторождения, новые данные позволили уточнить структурный план, особенно в периферийных неразбуренных частях.

Продуктивный пласт представлен сложно и неравномерно чередующимися прослоями песчаников, алевролитов, аргиллитов и углей. Песчаные осадки существенной толщины здесь не образуют покровных тел, а локализируются в узких, извилистых, рукавообразных зонах, вложенных в преимущественно глинистые образования пойменной равнины, что характерно для аллювиальных систем меандрирующего типа. Коллектора пойм представлены переслаиванием тонких проницаемых пропластков толщиной от 0,6 до 2 м, палеоруслевые отложения выражены монолитными мощными пропластками 5-7 м. По всему разрезу отмечаются включения углифицированного растительного детрита.

При корреляции скважин установлено, что изучаемый интервал разреза можно подразделить на несколько частей (циклитов), границы которых достаточно четко прослеживаются по диаграммам ГИС по смене показаний ГК и ПС, а также по наличию относительно выдержанных глинистых пачек.

В связи с тем, что общая толщина пласта Ю<sub>1</sub> Усть-Сильгинского месторождения составляет более 60 метров, а распределение коллектора имеет достаточно сложный характер, для целей корректного сопоставления проницаемых прослоев в межскважинном пространстве сетка создавалась с учетом границ циклитов. Согласно предшествующей системе индексации продуктивных пластов в рассматриваемом нефтегазоносном районе, из трех основных интервалов верхний соответствует пласту Ю<sup>1</sup><sub>1-2</sub>, средний – Ю<sup>1</sup><sub>3</sub> и нижний – Ю<sup>1</sup><sub>4</sub>.

В ходе ранее выполненной интерпретации результатов сейсморазведочных работ построены карты атрибута RGB-суммирования по спектральной декомпозиции отдельно для верхней и нижней частей пласта Ю<sub>1</sub>: Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>. Анализ изображений показывает, что на территории проведения сейсморазведочных работ идентифицируются контрастные линейные извилистые объекты разной степени яркости, которые могут быть ассоциированы с русловыми образованиями (Рисунок 1).



**Рисунок 1.** Выделение литологических тел и поясов меандрирования на основе данных RGB-суммирования (А – в интервале Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>, Б – в интервале Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>)

Геологическая интерпретация изображений позволяет выделить протяженные зоны развития русловых отложений шириной 800-3500 м, или пояса меандрирования. Следует отметить, что строение отложений подтверждается скважинными данными: максимальные толщины коллекторов вскрыты скважинами, находящимися в пределах пояса меандрирования, кривые методов ПС и ГК в этих скважинах имеют характерную конфигурацию. Отмечается, что наибольшей песчаностью характеризуется средняя часть пласта Ю<sub>1</sub>, качественные коллекторы в верхнем и нижнем интервале вскрыты в единичных скважинах. Три скважинами вскрыты междрусовые части (поймы), в разрезе присутствуют единичные коллекторы небольшой толщины.

Геологическая модель месторождения построена с учетом распространения поясов меандрирования, кроме того, была создана контрольная модель на основе интерполяции скважинных данных.

В ходе анализа распределений коллекторов, полученных двумя способами, становится очевидным, что линейная интерполяция некорректно отображает геологическое строение изучаемого объекта. Полученная с применением комплексного анализа сейсмических атрибутов, данных промысловой геофизики и керна модель с учетом распространения палеорусел и приуроченных к ним коллекторов представляется более адекватной, причем величина запасов на основе этой модели сократилась на 20% относительно варианта с интерполяцией.

Месторождение характеризуется значительными накопленными отборами газа, причем в процесс дренирования в той или иной степени вовлечен весь объем залежи, что позволило выполнить оценку запасов методом падения пластового давления, который подтвердил достоверность результатов [4].

Выводы:

Создание достоверных геологических моделей напрямую зависит от правильной интерпретации всего комплекса геолого-геофизической информации, в том числе в аспекте литолого-фациальной неоднородности пород, что было показано в работах [4-6].

Оптимальная стратегия геологоразведочных работ и рациональная система разработки в полной мере должна учитывать макронеоднородность пласта.

Использование описанного комплексного подхода на любой, в том числе и на ранней стадии освоения месторождения, позволит повысить объективность определения величин запасов и избежать излишне оптимистичных прогнозов технико-экономических показателей разработки.

### Литература

1. Барабошкин Е.Ю. Практическая седиментология (Терригенные коллектора). Томск: ТПУ, 2007. – 154 с.
2. Бочкарев, В.А. Моделирование нефтегазовых объектов. М.: ВНИИОЭНГ, 2010. – 223 с.
3. Бронскова, Е.И. Структурно-фациальные неоднородности и прогноз продуктивности юрских отложений Верхнеяминского вала (Западная Сибирь) Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. Москва, 2018. 149 с.
4. Гутман И.С., Саакян М. И. Методы подсчета запасов и оценки ресурсов нефти и газа, М.: ООО «Издательский дом Недра», 2017, 366 с.
5. Кузнецов В.Г. Фации и фациальный анализ в нефтегазовой геологии. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 244 с.
6. Чернова О.С. Литолого-фациальный и формационный анализ нефтегазоносных толщ. Томск: Изд-во ЦППС Н, 2008. – С. 94-116.



## ИССЛЕДОВАНИЕ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПО АНТИКЛИНАЛЬНОМУ ПОЯСУ ГАМАМДАГ-ДЕНИЗ-САНГИ-МУГАНЬ-ДАШЛИ БАКИНСКОГО АРХИПЕЛАГА

*Ганбарова Ш.А. (Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности qanbarovanicat@mail.ru)*

### Аннотация

В статье рассматриваются коллекторские свойства месторождений нефти, газа и газ-конденсата, располагающиеся в Бакинском архипелаге. На основе анализа керновых материалов было выявлено, что зависимость закономерного изменения коллекторских и емкостно-фильтрационных свойств отложений по глубинам происходит нелинейно. Во многих площадях градиент уменьшения этих параметров в зависимости от глубин, с глубиной уменьшаются. По результатам полученных данных были построены графики зависимости проницаемости и пористости от глубины, а также графики зависимости между проницаемостью и пористостью. Есть предположение, что существуют благоприятные условия на больших (6000-7000 м) глубинах для накопления углеводородов.

**Ключевые слова:** породы-коллекторы, пористость, проницаемость, месторождения, глинистость, песчаность, графики зависимости.

Нефтяные, газовые и газоконденсатные месторождения, располагающиеся в пределах Бакинского архипелага, резко отличаются от месторождений Абшеронского архипелага по физико-геологическим и литологическим свойствам. Выявленные месторождения, в пределах архипелага характеризуются относительно большими размерами (30x10 км) и более глуболежащими продуктивными пластами (4000-6500 м). Надо отметить, что в Бакинском архипелаге глубина залегания отложений увеличивается в северо-южном направлении. Здесь, выделяются всего три продуктивных горизонта (V, VII и VIII горизонтов). Внизу, по разрезам наблюдается увеличение глинистости (иногда до 90-85 %). Поэтому разрез характеризуется меньшими значениями коллекторских и емкостно-фильтрационных свойств ( $K_{пор}^R$  7-16%,  $K_{пр}^*$  200-500 мД) пластов [4, 5, 6].

Сейсморазведкой были выявлены ряд структур. Кроме того, месторождения, располагающиеся в северной части архипелага, в настоящее время находятся в эксплуатации. Эти месторождения сгруппированы в три антиклинальных пояса: 1) Сангачал-дениз-ос.Хара-Зирия антиклинальный пояс; 2) Алят-дениз-Хара-Зирия-Умуд-Бабек антиклинальный пояс; 3) Гамамдаг-дениз-Санги-Мугань-Дашли антиклинальный пояс.

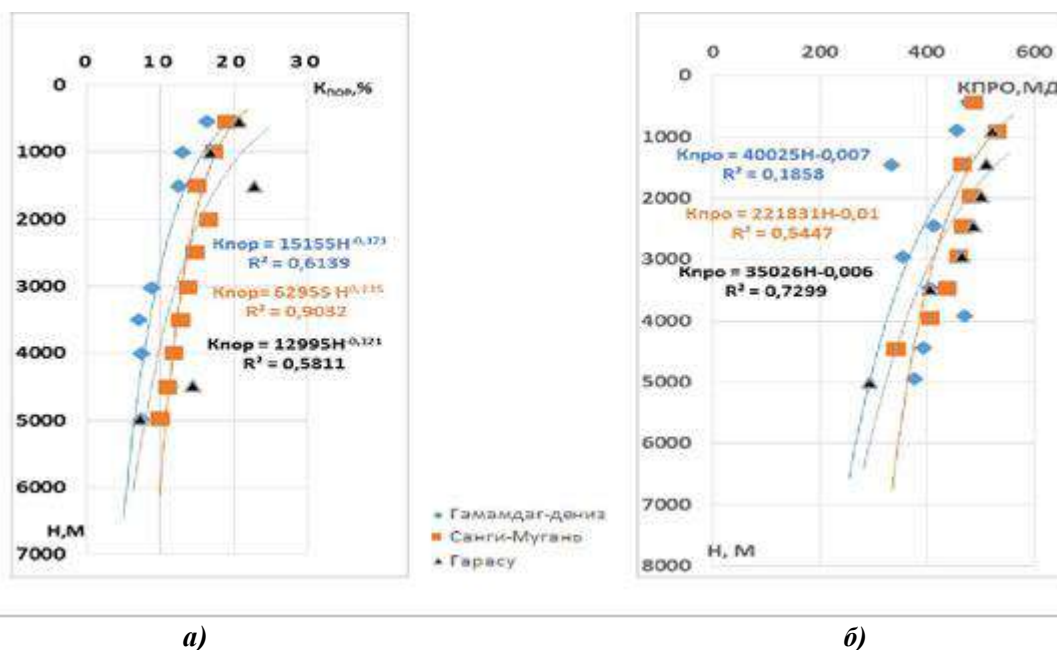
Акчакылские отложения в пределах архипелага распространены неравномерно. Апшеронские отложения в основном располагаются на крыльях антиклинальных складок. По литофациальным особенностям и по фаунистическому составу, отложения апшеронского яруса выражаются тремя подъярусами: нижний, средний и верхний. Средняя мощность этих отложений доходит до 1200 м [2,3].

Исключая сводовой и присводовой части некоторых антиклинальных складок, современные отложения широко распространены в пределах архипелага. Они представлены чередованием грубозернистых обломков, песков и глин. Характеризуются увеличением мощности в севером, северо-западном, западном, юго-восточном направлениях. Антропогенные отложения на территории архипелага выражены отложениями бакинского, древнехазарского, хвалыиского, новохазарского яруса и гурганской серий.

В настоящее время из отложений V-VII-VIII горизонтов Продуктивной толщи месторождений Бакинского архипелага добывают нефте-газо-конденсат. Кроме того, глубокозалегающие отложения здесь предполагаются нефтегазоносными. С этой целью, были проанализированы керновые материалы, которые были взяты с месторождений располагающиеся на антиклинальном поясе Гамамдаг-дениз-Санги-Мугань-Дашли.

Антиклинальный пояс располагается в юго-западной части архипелага. По результатам проведенных поисково-разведочных работ на указанных площадях, отложения с высокой проницаемостью и коллекторскими свойствами привлекли особое внимание. По проведенным анализам были прослежены изменения проницаемости и пористости пород-коллекторов в зависимости от глубин и построены соответствующие графики.

Из графика видно, что на месторождении Гамамдаг-дениз пористость пород-коллекторов 500-1500 м интервале примерно уменьшается от 16 % до 12 % (рис. 1,а). А на глубине 2500-5000 м снижается от 15 % до 7 %. Такое явление на месторождении Санги-Мугань несколько меняется. На 500-1500 м интервале здесь пористость пород-коллекторов уменьшается от 19 % до 15 %. Однако, доля изменение на 500 м составляет 2 %. На глубинном интервале пористость коллекторов несколько улучшается до 16,5 %. Но, начиная с 2500 м снова уменьшается от 14,5 % до 9 % (до 5000 м). Доля снижения пористости пород коллекторов на каждом интервале 500 м составляет примерно 1 %. Уменьшение пористости в зависимости от глубин на площади Гарасу происходит неравномерно. Пористость пород здесь на глубинном интервале 500-1000 м изменяется от 20 % до 16 %, доля уменьшения на каждом интервале составляет 4 %. Резкое увеличение пористости пород-коллекторов наблюдается на глубинном интервале 1000-1500 м 22,7 %. Далее отмечается снижение пористости от 22,7 % до 7,3 %. Итак, доля снижения на каждом интервале 500 м составляет примерно 7 %.



**Рисунок 1 (а, б).** Зависимость пористости и проницаемости от глубины для коллекторов. Анализируя графики зависимости проницаемости от глубины для коллекторов (рис. 1,б) можно отметить, что проницаемость пород-коллекторов по интервалам изменяется неравномерно, т.е. колеблется по глубинам.

Кроме графиков зависимости пористости и проницаемости от глубин отдельно были построены графики зависимости между проницаемостью и пористостью (рис. 2-4).

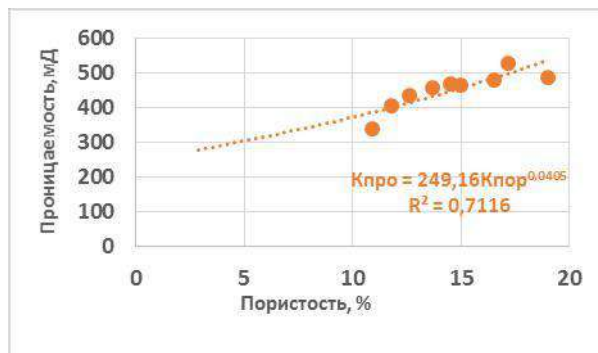


Рисунок 2. Зависимость проницаемости от пористости для площади Санги-Мугань.

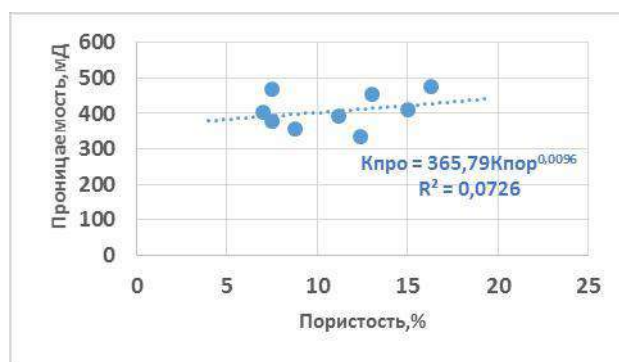


Рисунок 3. Зависимость проницаемости от пористости для площади Гаммадаг-дениз.

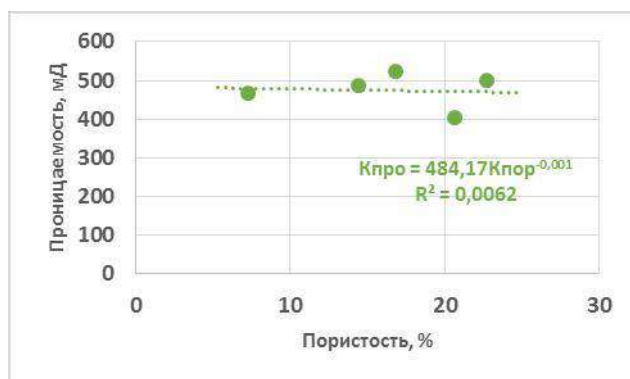


Рисунок 4. Зависимость проницаемости от пористости для площади Гарасу.

Однако, из результатов, проведенных исследований на месторождениях Бакинского архипелага видно, что коллекторские и емкостно-фильтрационные свойства пород-коллекторов изменяется не линейно в зависимости от глубин. Во многих площадях градиенты уменьшения этих параметров в зависимости от глубин, с глубиной снижается [1]. Градиент уменьшения пористости и проницаемости для верхней части разреза (500-3000 м) несколько повышенное, например, доля уменьшения до 3000 м глубин на каждой 500 м составляет около 2 %, а от 3000 м к глубинам составляет 1-1,2 %. Аналогично эта картина наблюдается в изменении плотности с глубиной.

По проведенным анализам можно отметить следующие результаты:

- в относительно больших глубинах (6000-7000 м) сохраняется благоприятное условие для накопления углеводородов;
- были анализированы коллекторские, емкостно-фильтрационные свойства пород-коллекторов и рассмотрены изменения их в зависимости от глубин, определены значения их в относительно больших глубинах.

- здесь также были выведены регрессивные уравнения, характеризующие коллекторские и емкостно-фильтрационные свойства в зависимости от глубин и между собой.
- количественная оценка изменения пористости и проницаемости показала, что до 3000-3500 м эти параметры уменьшаются относительно интенсивно. Начиная с глубины 4000 м градиент уменьшения снижается и на глубине 6000-7000 м наблюдаются коллекторские свойства с достаточно высокими значениями.

### Литература

1. Керимов К.М., Кочарли Ш.С., Шакаров Г.И., Велиев Г.О., Бутаева Г.И. Нефтегазоносные критерии больших глубин в Азербайджане и основные направления поисково-разведочных работ // ГНА. 2005. №3. С. 5-8.
2. Меджидов Г.Н., Омаров А.К., Мамедова М.А. Анализ условий бурения отложений миоцен-палеогена, мезозоя и геологическое обоснование выбора структуры скважин // АНХ. 1999. №7. С. 23-28.
3. Мехтиев П.Г., Омаров А.К. Перспективы нефтегазоносности отложений миоцена, палеоцена и мезозоя в Бакинском архипелаге // АНХ. 2004. №5. С. 1-8.
4. Мехтиев П.Г., Сулейманов Ш.А., Мехтиев И.П. Перспективы поисково-разведочных работ в месторождения Аляти-дениз // АНХ. 1997. №7. С. 7-11.
5. Сулейманов Ш.А., Мирзоев И.А., Мехтиев И.П. Коллекторские свойства отложений ПТ разрабатывающихся в северной части Бакинского архипелага // АНХ. 2005. №1. С.12-16.
6. Алиева Э.Г. Нефтегазоносность больших глубин // Авт.на соис. Уч. Ст.д.г.-м.н. 1991. С. 50.



## ОЦЕНКА ГЛУБИННОГО УПЛОТНЕНИЯ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА ПРОДУКТИВНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

*Гасанов А.Б.\* (Азербайджанский Государственный Университет нефти и промышленности, [adalathasanov@yahoo.com](mailto:adalathasanov@yahoo.com) )*

*Кязимов Р.Р. (Институт геологии и геофизики НАНА, [receb\\_k@yahoo.com](mailto:receb_k@yahoo.com))*

### Аннотация

Как известно, повышенное давление снижает эффективное давление но сохраняет пористость, из-за уменьшения механического уплотнения. В то же время, межзерновая пористость, после механического уплотнения, может сильно различаться, в зависимости от текстурного и минералогического состава. В качестве последнего, широко используются данные фракционного (гранулометрического) анализа.

Реализованные и описанные в настоящей статье исследования закономерностей уплотнения порового пространства продуктивных коллекторов включали аналитические обобщения данных по одному из известных и длительно эксплуатируемых нефтегазовых месторождений Азербайджана. Разделение по фракционному составу осуществлялось соответственно размерам зерен и включало: пелитовую фракцию (0,01 мм и менее), алевроитовую (0,055 мм), мелкозернистую песчаную (0,175 мм) и среднезернистую песчаную (0,25 мм).

**Ключевые слова:** эффективное давление, пористость, фракционный состав, механическое уплотнение

Практика разработки нефтегазовых месторождений показывает, что одним из основополагающих факторов внутрипластовой миграции и беспрепятственного извлечения углеводородов из продуктивного пласта является эффективное пластовое давление [1]. Оно возникает как ответная реакция флюида, содержащегося в порах породы на горное давление, оказываемое весом вышележащих толщ пород. Величина эффективного пластового давления оценивается, как  $P_{эф} = P_{гор} - P_{пл}$ , где  $P_{гор}$  – горное давление;  $P_{пл}$  – пластовое давление.

В случае насыщения пор газами, реакцией флюида можно пренебречь, но именно жидкие флюиды (вода и нефть) под воздействием горного давления обуславливают пластовое давление.

Многочисленные теоретические расчеты и практические замеры в глубоких скважинах позволяют количественно оценить величину литостатического и гидростатического давлений в недрах, которые численно характеризуются градиентами литостатического и гидростатического давлений [1]. В частности, градиент литостатического давления определяют исходя из скорости осадконакопления, обуславливающей степень уплотнения и объемную плотность пород. Гидростатический градиент исчисляется в зависимости от плотности и высоты столба жидкости. Пример изменения литостатического и гидростатического градиента по глубине приведен на рис. 1, из которого следует, что градиент гидростатического давления составляет 10,5 кПа /м, а литостатический градиент примерно вдвое больше и составляет около 22,6 кПа /м. Вместе с тем, невозмущенные глины обладают относительно высокой прочностью на сдвиг, но при встряхивании или какой-либо другой деформации они могут течь, как жидкости, с очень низким внутренним трением. Это явление называется пльвуном и, в основном, происходит при условии, когда поровое давление равно литостатическому.

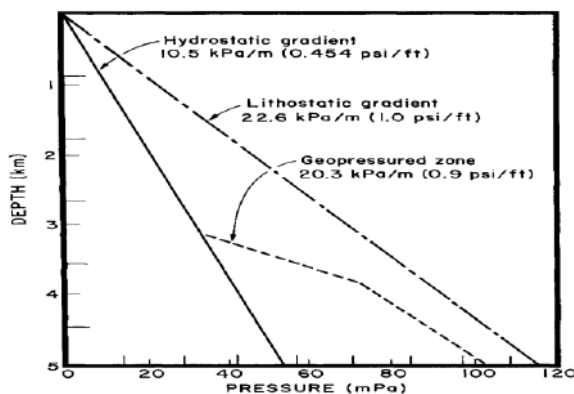


Рисунок 1. Изменение среднего градиента по глубине и зона повышенного давления [1].

В стабильном состоянии контакты между отдельными зернами создают сцепление усиливаемое силой тяжести. Однако при последующем уплотнении силы на контакте между зернами нейтрализуются, трение между зернами стремится к нулю и возникают плывуны (происходит сжижение).

Процесс механического уплотнения осадочного материала можно описать на примере хорошо отсортированного песка (Рис. 2): на начальном этапе осадконакопления и погребения (глубина 0 - 2 км) хорошо отсортированный песок оставаясь свободным, все же может существенно уплотниться. Так экспериментальное уплотнение рыхлого песка с начальной пористостью 40-42% при напряжениях 20-30 МПа показывает, что в зависимости от прочности зерна и размеров зерен, пористость может снижаться до 35-25% , что соответствует 2 - 3 км залегания для находящихся под обычным давлением пород. Причем, хорошо отсортированный крупнозернистый песок является более сжимаемым, чем мелкозернистый песок [1].

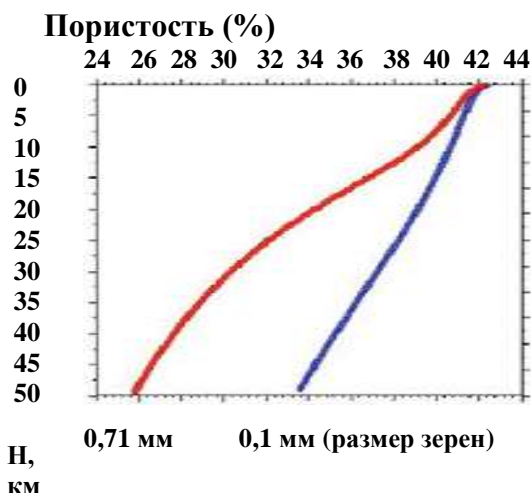


Рисунок 2. Процесс механического уплотнения с глубиной хорошо отсортированного песка [1].

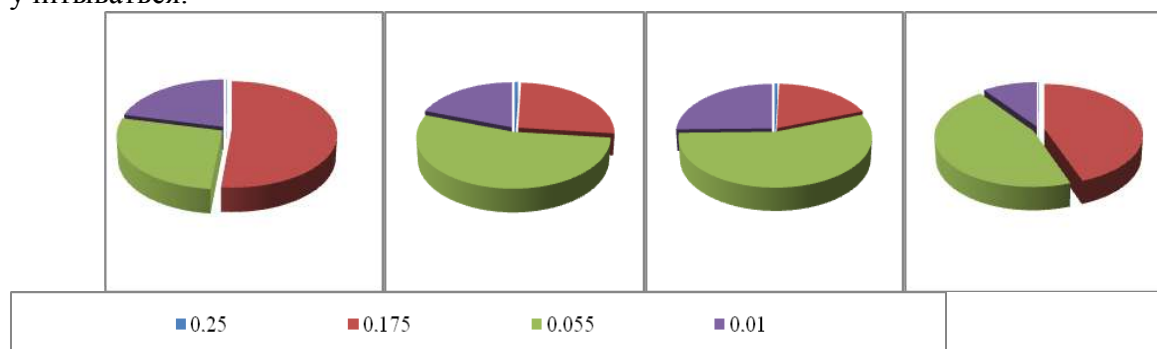
В целом повышенное давление снижает эффективное давление но сохраняет пористость, из-за уменьшения механического уплотнения. В то же время, пористость, вызванная механическим уплотнением, может сильно различаться, в зависимости от текстурного и минералогического состава. В качестве последнего, широко используются данные фракционного (гранулометрического) анализа.

Реализованные и описанные в настоящей статье исследования закономерностей уплотнения порового пространства продуктивных коллекторов включали аналитические обобщения данных по одному из известных и длительно эксплуатируемых нефтегазовых месторождений Азербайджана. Для выявления и учета влияния доминирующих фракций в

различных коллекторах, исследованные образцы были разделены по наименованию пород на 4 группы: глинисто-алевритовые пески, глинисто-песчаные алевролиты, песчано-глинистые алевролиты и глинистые супеси. Разделение по фракционному составу осуществлялось соответственно размерам зерен и включало: пелитовую фракцию (0,01 мм и менее), алевритовую (0,055 мм), мелкозернистую песчаную (0,175 мм) и среднезернистую песчаную (0,25 мм).

Распределение фракций соответственно выделенным группам пород представлено на рис. 3, а уравнения, описывающие зависимости пористости от фациального состава приведены в таблице 1.

Из, приведенных на рис. 3 диаграмм явствует, что в составе первой группы пород (глинисто-алевритовых песках) доминирует фракция с размером зерен 0,175 мм. Две другие фракции, с размером зерен 0,055 и 0,01 мм, занимают примерно одинаковый объем, и наконец, фракция грубых зерен (0,25 мм) составляет незначительную часть объема и может не учитываться.



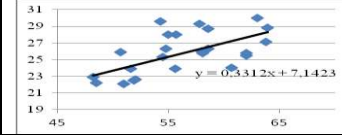
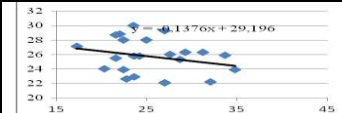
**Рисунок 3.** Распределение фракций в группах пород (слева-направо): глинисто-алевритовые пески, глинисто-песчаные алевролиты, песчано-глинистые алевролиты и глинистые супеси.

В таблице 1 приведены результаты оценок влияния на пористость исследованных пород как доминирующих, так и второстепенных фракций. Как следует из этих данных, повышение содержания доминирующей фракции (0,175 мм) в породах первой группы (глинисто-алевритовых песках) приводит к повышению пористости, тогда как повышение содержания фракции с размером зерен 0,055 мм снижает пористость этой группы пород.

Для остальных 3-х групп пород доминирующей фракцией является фракция с размером зерен 0,055 мм, с различным соотношением фракций 0,175 и 0,01 мм. Здесь так же, как и в первой группе пород фракция грубых зерен (0,25 мм) составляет незначительную часть объема и может не учитываться.

*Влияние фракционного состава на пористость различных типов пород.*

Таблица 1.

Группы пород	Размер зерен, мм	Зависимости пористости от фациального состава	Графические формы зависимостей
Глинисто-алевритовые пески	0,175	$Y=0,3312X+7,14$	
	0,055	$Y=-0,1376X+29,196$	

Глинисто-песчаные алевролиты	0,055	$Y=0,6338X+37,926$	
	0,175	$Y=0,4875X+10,75$	
Песчано-глинистые алевролиты	0,055	$Y=-1,9775X+106,04$	
	0,25	$Y=-27,774X+70,73$	
Глинистые супеси	0,055	$Y=-0,3312X+7,14$	
	0,175	$Y=0,3312X+7,14$	

В частности, для пород группы глинисто-песчаных алевролитов оценивалось влияние на пористость доминирующей фракции (0,055 мм) и фракции с размером зерен 0,175 мм (Табл. 1). Из этих данных следует, что повышение содержания и доминирующей фракции, и фракции 0,175 мм в глинисто-песчаных алевролитах приводит к повышению пористости. В отличие от группы глинисто-песчаных алевролитов, в группе песчано-глинистых алевролитов влияние на пористость и доминирующей фракции (0,055 мм), и более грубой фракции (0,25 мм) отличаются негативным характером.

Наконец, в последней группе - в глинистых супесях влияние на пористость доминирующей (тонкой 0,055 мм) и подчиненной фракции (более грубой 0,175 мм) также, как и в группе глинисто-алевритовых песков имеют противоположный характер. В частности, повышение содержания тонкой (доминирующей - 0,055 мм) фракции в глинистых супесях приводит к снижению пористости, тогда как повышение содержания более грубой фракции (0,175 мм) повышает пористость глинистых супесей (Табл. 1).

#### Литература

1. Knut Bjørlykke – Petroleum Geoscience: From Sedimentary Environments to Rock Physics. //Springer-Verlag Berlin Heidelberg. 2010. Department of Geosciences University of Oslo. 508 s.



## О РАЗВИТИИ НОРМАТИВНО-МЕТОДИЧЕСКОЙ БАЗЫ ОСВОЕНИЯ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ РЕСУРСОВ УВС В ЧАСТИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ МЕТОДИКИ ПОДСЧЁТА ЗАПАСОВ МЕТАНА УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

*Гурова А.В.\* (ООО «Газпром проектирование», a.gurova@promgaz.gazprom.ru), Хрюкин В.Т., канд. геол.-мин. наук (ООО «Газпром проектирование», v.khryukin@promgaz.gazprom.ru), Швачко Е.В. (ООО «Газпром проектирование», e.shvachko@promgaz.gazprom.ru)*

### Аннотация

Согласно новой Классификации запасов нефти и горючих газов для залежей, содержащих т.н. «нетрадиционные» запасы, подсчёт и учёт запасов производится с использованием методик, изложенных в отдельных методических рекомендациях. В работе отмечены основные различия действующей в Российской Федерации методики подсчёта запасов метана угольных пластов как самостоятельного полезного ископаемого и одной из наиболее распространенных зарубежных систем – Petroleum Resources Management System (PRMS) с учетом опыта их применения на метанугольных месторождениях Кузбасса.

**Ключевые слова:** метан угольных пластов, методика подсчёта запасов, Petroleum Resources Management System (PRMS), Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых (ГКЗ РФ), Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов

В Российской Федерации с 1 января 2016 г. была введена в действие новая Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов [1], значительные изменения в которой относительно действовавшей ранее Временной классификации запасов месторождений перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов [2] затронули принципы категоризации запасов и ресурсов.

Основная цель новой классификации – обеспечить переход от административного регулирования недропользования к механизму, основанному на геолого- и технико-экономической оценке возможности разработки запасов полезных ископаемых [3].

Основные задачи новой классификации следующие [3, 4]:

- дальнейшее повышение достоверности запасов и качества кратко- и среднесрочного государственного планирования налоговых поступлений от добычи углеводородного сырья;
- снижение административных барьеров и обеспечение прозрачного администрирования льготуемых параметров;
- гармонизация с международными системами с целью того, чтобы российские природные активы имели обоснованную и объективную стоимость для инвесторов;
- совершенствование механизма государственного регулирования вовлечения в разработку низкоэффективных и трудноизвлекаемых запасов.

В 2018 г. на Экспертно-техническом совете Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых был рассмотрен и рекомендован к использованию предприятиями группы Газпром «Классификатор трудноизвлекаемых и нетрадиционных ресурсов газа», разработанный АО «Газпром промгаз», что стало еще одним шагом в развитии нормативно-методической базы в области освоения трудноизвлекаемых ресурсов газа.

При этом согласно новой классификации [1]: «Для залежей, содержащих нетрадиционные запасы, подсчёт и учёт запасов нефти, газа и попутных полезных компонентов производится с использованием методик, изложенных в отдельных методических рекомендациях, утверждённых в установленном порядке».

Одним из немногочисленных специальных нормативных документов федерального уровня действующих в настоящий момент в Российской Федерации в отношении

трудноизвлекаемых ресурсов УВС являются Временные методические рекомендации по подсчёту запасов и оценке ресурсов метана в угольных пластах как самостоятельного полезного ископаемого [5].

С применением данного методического документа были подсчитаны и утверждены в ГКЗ РФ запасы метана угольных пластов Талдинского и Нарыкско-Осташкинского метаноугольных месторождений.

Данные рекомендации совершенствуются по результатам апробации в ходе научного сопровождения и анализа опытно-промышленной разработки метаноугольных месторождений.

Кроме того, опыт работы с одним из мировых лидеров в области аудита запасов нефти и газа позволил выявить основные отличия в подходах в зарубежной (в частности PRMS) и отечественной практиках подсчёта запасов метана угольных пластов и определить возможные направления для развития нормативного документа.

#### 1. Использование исходных данных и методика подсчёта.

В целом стоит отметить, что при сходных принципиальных подходах к алгоритмам подсчёта (формулы подсчёта запасов), в зарубежной практике, особенно на ранних стадиях изученности месторождений, бóльшую роль играют статистические методы оценки и метод аналогий, тогда как в России основным и наиболее часто применяемым методом является детерминистский, с использованием фактического материала, характеризующего основные геолого-промысловые показатели: мощность угольных пластов, сорбционные и фильтрационные свойства углей, изменение метаносности с глубиной, дебиты скважин и пр.

В соответствии с методологией и правилами PRMS в результате применения вероятностного подхода и метода аналогий значения ряда подсчётных параметров превышают полученные с использованием детерминистского подхода, другие, наоборот, могут быть занижены. В случае с небольшой продолжительностью периода опытной эксплуатации скважин принцип аналогии применяется и для определения динамики прогнозной добычи газа по скважинам. При этом выбирается месторождение-аналог, наиболее приближенное по своим параметрам и геологическим характеристикам к анализируемому метаноугольному месторождению.

Использование различных параметров при сходном алгоритме подсчёта при этом может привести к значительному расхождению в результатах подсчёта запасов.

#### 2. Критерии отнесения объемов метана угольных пластов к запасам.

Отличительной особенностью отнесения подсчитанных объёмов газа в залежах к извлекаемым запасам по методике PRMS является необходимость соблюдения следующих критериев:

- добыча должна быть рентабельной;
- необходимо наличие лицензии на добычу;
- ввод в разработку планируется в течение 5-летнего периода;
- наличие утвержденного проектного документа на разработку;
- наличие контракта на поставку (сбыт) продукции.

При отсутствии хотя бы одного их вышеперечисленных критериев, подсчитанные объёмы газа в соответствии с методикой PRMS не могут быть отнесены к извлекаемым запасам.

В российской же практике при совпадении большинства критериев на стадии утверждения запасов не требуется наличие контракта на поставку продукции. Такое различие также определяет значительные расхождения в объемах принимаемых к утверждению запасов.

### Выводы

Резюмируя вышесказанное, следует обратить внимание, что отмеченные различия в методиках не говорят о том, что какая-то из них ошибочна, а лишь характеризуют концептуальные различия в подходах, определяющих требования к запасам и ресурсам: более строгое государственное регулирование и рациональное природопользование в Российской Федерации и ориентированный на «сегодняшнюю» экономику проекта преинвестиционный анализ за рубежом; а также позволяют говорить о том, что развитие и дополнение отечественных методик с приближением к более привычным зарубежным инвесторам категориям будет способствовать повышению финансовой привлекательности российских природных активов, в т.ч. среди месторождений с трудноизвлекаемыми запасами УВС.

### **Литература**

#### *Опубликованная*

1. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов (утверждена Приказом Минприроды России от 01.11.2013 № 477).
2. Временная классификация запасов месторождений перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов (утверждена приказом Минприроды России от 07.02.2001 № 126).
3. Шпуров И.В., Браткова В.Г. Ключевые решения новой классификации запасов и ресурсов нефти и газа и результаты её апробации // Недропользование XXI век, № 7 (57) декабрь 2015 г. С. 38-46.
4. Храмов Д.Г. Вопросы внедрения новой классификации УВС // Недропользование XXI век, № 7 (57), декабрь 2015 г. С. 4-5.

#### *Фондовая*

5. Временные методические рекомендации по подсчёту запасов и оценке ресурсов метана в угольных пластах как самостоятельного полезного ископаемого (протокол утвержден Генеральным директором ФБУ «ГКЗ» 29.07.2014).

## ВЛИЯНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ СТРОЕНИЯ И ФОРМИРОВАНИЯ НИЖНЕПЕРМСКИХ ОРГАНОГЕННЫХ ПОСТРОЕК КОЛВИНСКОГО МЕГАВАЛА НА КАЧЕСТВО КОЛЛЕКТОРОВ

*Евдокимов Н.В.\* (МГУ им. М.В. Ломоносова, [nik.evdokimov@mail.ru](mailto:nik.evdokimov@mail.ru))*

### **Аннотация**

Поиск новых промышленных скоплений углеводородов на территории Тимано-Печорского НГБ сопряжен с повышением качества и детальности исследования осадочного чехла и, в частности, отложений нижней перми, являющихся важным нефтегазоносным комплексом региона. Большинство залежей данного интервала связаны с органогенными постройками, имеющими широкое распространение и по своим морфологическим и экологическим особенностям относящимися к типу холмов, в значительной степени отличающихся от классических рифов.

Распространение резервуаров в рассматриваемых холмах крайне невыдержанно и плохо поддается прогнозированию. В связи с этим, целью работы была поставлена выработка критериев прогноза распределения фильтрационно-емкостных свойств нижнепермских отложений с помощью применения седиментологического и генетического анализов.

Выделенные типы карбонатных холмов, которые, по результатам исследования, названы "скелетными" и "микробиальными" характеризуются различными коллекторскими свойствами. Первые из них содержат несравнимо больше высокопористых проницаемых интервалов, чем вторые. Ключом к определению типа холма с помощью дистанционных методов, таких как сейсморазведка, служат различные палеоэкологические условия их формирования. В то время как скелетные холмы тяготеют к зонам с активной гидродинамикой, микробиальные способны формироваться исключительно в спокойных обстановках ниже базиса воздействия волн.

**Ключевые слова:** Карбонатные отложения, резервуары, органогенные постройки, нижняя пермь, Тимано-Печорский НГБ.

### **Введение**

Постепенное, но неуклонное истощение крупных месторождений углеводородного сырья на территории Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна стимулирует добывающие компании обращать все больше внимания на объекты, ранее считавшиеся малоперспективными. Особое положение среди них занимают относительно малоразмерные залежи, связанные с отдельными органогенными постройками, широко распространенными в нижнепермском стратиграфическом интервале региона.

Современные методы геологических изысканий, в частности 3D сейсморазведка, позволяют выявлять структуры, неразличимые для 2D сеймики, которая использовалась в 1970-1980е гг. - период наиболее интенсивного изучения Тимано-Печоры. Как результат, созданы предпосылки для увеличения ресурсной базы региона за счет новых объектов. Однако бурение на отчетливо различимые нижнепермские органогенные постройки на территории Колвинского мегавала зачастую не приводит к открытиям залежей нефти и газа из-за отсутствия природных резервуаров или их низкого качества.

*Актуальность работы* состоит в практическом применении результатов исследования ядерного материала нижнепермских карбонатов седиментологическими методами для прогноза коллекторских свойств отложений на территории северной части Тимано-Печорского бассейна.

### **Результаты исследования**

Ядерный материал, характеризующий разрезы нижнепермских органогенных построек, указывает на различия в их строении, генетических особенностях и свойствах



ключевых литотипов. Основное отличие изучаемых холмов (термин из классификации построек James, Bourque, 1992) от классических рифов состоит в отсутствии массивных каркасообразующих организмов, а так же передовых и тыловых шлейфов (Жемчугова, 2002). С целью подчеркнуть основную составляющую известняков, слагающих постройки, используются названия "микробиальный" и "скелетный" холм.

Первые характеризуются слабой связью между входящими в их состав останками организмов, среди которых преобладают цианобактерии, водоросли, тубифитес. Важную роль также играют мшанки и криноидеи, преобладающие в биокластовых известняках базальной части постройки и укрепляющие субстрат, на котором впоследствии развивается сообщество организмов, формирующих холм. Подобные постройки неустойчивы к внешним физическим воздействиям, в связи с чем развиваются в обстановках со слабой гидродинамикой ниже базиса воздействия волн.

Ключевое отличие скелетных холмов от микробиальных - наличие в них организмов-каркасостроителей. В раннепермское время их роль выполняли палеоаплизини - вымершие организмы, отнесенные к проблематике, и, по мнению некоторых авторов, наиболее близкие к современным кишечноплостным. В прижизненном состоянии палеоаплизини формировали жесткий каркас, на котором закреплялись прочие живые организмы, создававшие экосистему холма (Антошкина, 2008). Для существования подобной постройки необходимо наличие двух основных факторов: относительно активной гидродинамики, обеспечивающей удаление илового материала, и близости склона для самоочищения постройки от продуктов жизнедеятельности и разрушения.

В керне отчетливо прослеживается зависимость фильтрационно-емкостных свойств отложений от типа постройки. Палеоаплизининовые и водорослево-палеоаплизининовые литотипы скелетных холмов изначально имеют высокие значения пористости и, ввиду своих структурно-текстурных особенностей, гораздо более подвержены процессам вторичного выщелачивания, чем плотные микробиальные разности. В микробиальных холмах интервалы с повышенными значениями ФЕС встречаются реже и связаны с интервалами водорослевых и микробиально-водорослевых баундстоунов, либо с зонами развития трещиноватости.

#### **Заключение.**

Принимая во внимание различные палеоэкологические условия роста скелетных и микробиальных холмов, можно сделать предположение о возможности определения типа постройки с помощью дистанционных методов и восстановления палеогеографических обстановок. Отчетливо прослеживаемая зависимость между типом холма и содержанием в нем литотипов с высокими коллекторскими свойствами, в свою очередь, позволит повысить точность прогнозирования свойств целевых органогенных образований.

#### **Литература**

1. Антошкина А.И. Эволюция рифообразования и биогенных каркасов в палеозое северо-востока Европейской платформы // Вестник ИГ Коми НЦ УрО РАН. 2008. № 5. С.10-13.
2. Жемчугова В.А. Природные резервуары в карбонатных формациях Печорского нефтегазоносного бассейна. М.: Изд-во Московского государственного горного университета, 2002.
3. James, N.P., Bourque P.A. Reefs and mounds. In: WALKER, R. G. & JAMES, N. P. (eds) Facies Models. Response to Sea Level Change. Geo-logical Association of Canada Geotext, 1, 1992, 323–347.

## ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ АНЧАР ДЛЯ ПОИСКА, РАЗВЕДКИ И ВОВЛЕЧЕНИЯ В РАЗРАБОТКУ МАЛЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ НА ТЕРРИТОРИИ УДМУРТИИ

*Кашин Г.Ю.\* (ФГБОУ ВО «УдГУ», kashin\_gy@udsu.), Мироничев В.Г.  
(ФГБОУ ВО «УдГУ», fngp@udsu.ru)*

**Аннотация.** В настоящее время на территории Удмуртской Республики наблюдается истощение ранее открытых крупных месторождений газа. Прирост же запасов нефти многократно отстает от добычи. Решить эту проблему можно за счет введения в разработку нефтяных месторождений с запасами до 300 тыс. тонн нефти. Однако, классические методы поиска, разведки и разработки делают экономически не рентабельной выявление и эксплуатацию данных месторождений. Решить данную проблему можно при помощи применения технологии АНЧАР на поисково-оценочном и разведочном этапах ГРП.

**Ключевые слова:** Удмуртская Республика, АНЧАР, микросейсмика, поиск, разведка, нефть, нефтегазоносность.

В 90-ые годы прошлого века на территории Удмуртской Республики завершился этап поиска залежей углеводородов в структурных ловушках, наиболее распространенных и легко выделяемых объектах, содержащих углеводородные залежи. Следствием этого стала крайне острая проблема для всей нефтедобывающей промышленности Удмуртии – упадок геологоразведки. Прирост запасов нефти в Удмуртии после 2001 года начал отставать от объемов нефтедобычи в десятки раз. Данная тенденция наблюдается и в наши дни.

Если такая тенденция будет продолжаться и дальше, то современные проблемы экономики Удмуртии покажутся незначительными по сравнению с теми, которые ждут республику через несколько десятилетий. Для решения данной проблемы нефтедобывающие компании должны выработать новую стратегию, направленную на увеличение запасов нефти.

Начальные потенциальные ресурсы нефти в Удмуртии составляют 900 млн. тонн [1]. С учетом открытия новых залежей, ресурсы нефти в Удмуртской республике оцениваются приблизительно в 1,35 млрд. тонн нефти. Главной проблемой становления этих ресурсов запасами является сложное геологическое строение, а также сильная фациальная изменчивость слоев.

Наиболее перспективными объектами с точки зрения прироста запасов нефти являются весьма малые (до 300 тыс. тонн) месторождения нефти на территории Удмуртии, связанные с неструктурными ловушками, а также продуктивные девонские отложения. Эти структуры могут содержать более 40% от начальных геологических запасов нефти Удмуртии.

В настоящее время для выявления этих структур на территории Удмуртии применяется МОГТ, основанный на разности распространения упругих волн в горных породах. Данный метод является достаточно надежным инструментом при прогнозировании залежей углеводородов. Однако он имеет ряд ограничений. Несмотря на то, что при применении МОГТ может быть получена точная информация по структурному строению изучаемого района, он не может однозначно ответить на вопрос о наличии промышленных запасов углеводородов в выявляемых геологических структурах. Это приводит к бурению большого числа «сухих» скважин.

Поиск мелких структур требует дорогостоящих комплексных методов геологоразведочных работ и большого объема глубокого бурения, что делает добычу нефти из них не рентабельной.

При прогнозировании залежей в терригенном девоне точность МОГТ оказывается малоэффективной вследствие крайне сложного геологического строения. Каждое последующее уточнение геологического и структурного строения значительно отличается от

предыдущего. Вследствие этого возникает неуверенность в надежности структурных построений нефтегазоперспективных объектов, что сдерживает поисково-разведочное бурение с целью развития нефтедобычи из малоамплитудных ловушек терригенного девона.

Основной же проблемой привлечения месторождений с ресурсами нефти до 300 тыс. тонн, независимо от их стратиграфии, является необходимость бурения большого числа скважин на поисково-оценочном и разведочном этапах ГРП, а также при эксплуатационном разбуривании месторождения.

Вследствие больших затрат, не приносящих результатов, нефтяные компании Удмуртии практически полностью прекратили работы по данным объектам. Решить эти проблемы геологам Удмуртии во многом может помочь применение технологии прогнозирования флюидонасыщения АНЧАР.

АНЧАР – микросейсмическая инфразвуковая разведка на нефть и газ, технология прогноза углеводородов в геологических структурах. Если главной целью сейсморазведки является выявление перспективных на нефть и газ геологических структур, то задача АНЧАР – определение нефтегазоносности этих структур.

Отличительной чертой данной технологии является то, что сигнал, несущий геологическую информацию, является не отраженным или преломленным поверхностью напластования, а собственным шумовым микросейсмическим излучением нефтегазовой залежи (микросейсмы АНЧАР НГЗ) [2].

Скорость проведения полевых работ при применении АНЧАР составляет 4-6 км<sup>2</sup>/сут. Камеральная обработка данных составляет около двух дней. К недостаткам технологии можно отнести то, что стоимость проведения работ этим методом превышает стоимость работ 3D сейсморазведки примерно в полтора - два раза. Однако, скорость проведения полного цикла работ методом АНЧАР в 2 раза выше скорости проведения работ 3D сейсморазведки. Использование АНЧАР в комплексе со стандартными методами изучения структурного строения продуктивных толщ позволит прогнозировать нефтегазоносность территорий, сокращая финансовые и временные затраты на разбуривание «сухих» залежей нефти и газа, ускоряет восполнение ресурсов углеводородов.

Опыт применения технологии АНЧАР показывает возможность прогнозировать углеводороды при любых литологических неоднородностях и любой расчлененности залежей углеводородов. АНЧАР применяется для прогнозирования залежей углеводородов в неструктурных ловушках и в других сложных малоамплитудных и малоразмерных ловушках, характеризующихся локальной и вертикальной изменчивостью, какими являются девонские залежи на территории Удмуртской Республики.

Применение технологии АНЧАР позволило бы выявлять месторождения нефти с геологическими запасами менее 300 тыс. тонн, которые в настоящее время считаются нерентабельными, и закладывать на обнаруженных месторождениях наиболее перспективные точки для заложения на них меньшего количества в сравнении с традиционными способами опосредованного поиска структур поисковых и разведочных скважин с дальнейшим переводом их в эксплуатационные. Это позволит значительно снизить расходы на поиск, разведку и эксплуатационное разбуривание таких месторождений, что снизит финансовую нагрузку на поиск, разведку и бурение и сделает их разработку рентабельной.

Так же использование технологии АНЧАР нефтедобывающими компаниями Удмуртии значительно упростило бы выявление неструктурных ловушек, располагающихся вблизи зон тектонических разломов на уже открытых месторождениях нефти. Доля ресурсов нефти, сосредоточенная в ловушках-спутниках может составлять до 35% от начальных запасов месторождений нефти, расположенных рядом [3].

Одним из примеров, подтверждающих высокую перспективность поиска новых залежей на территории Удмуртии являются открытые в 2017 году Весеннее и Пихтовское

месторождения. Ресурсы данных месторождений составляют 0,6 и 0,2 млн. тонн нефти, а дебеты скважин на них 62 и 15 м<sup>3</sup> безводной нефти соответственно.

Так же, применение данной технологии способствовало бы созданию более надежной геометризации малоамплитудных ловушек терригенного девона, начальные суммарные ресурсы которых оцениваются приблизительно в 90 млн. тонн нефти, что составляет около 10% всех начальных суммарных запасов Удмуртии [3].

Кроме того, она позволила бы выявить контуры залежи в случае их несоответствия со структурными элементами. Прогнозирование запасов углеводородов в неструктурных ловушках и девонских залежей позволит нарастить запасы нефти, а в дальнейшем значительно увеличить добычу нефти благодаря вовлечению новых высокодебитных залежей в разработку.

На территории Удмуртии технология АНЧАР применялась на Восточно-Тыловайском и Дебесском месторождениях, а также Марьинской структуре с целью выявления и предварительной оценки геологических объектов для постановки поисково-разведочных работ на нефть и газ. Применение технологии АНЧАР позволило выявить участки с перспективной нефтепродуктивностью пластов.

Применение технологии АНЧАР позволило установить, что контуры залежи не совпадают со структурными элементами, определенными по результатам сейсморазведки и поискового бурения (рис.1). Данные, полученные в результате данных работ, на Восточно-Тыловайском, Дебесском месторождениях и Марьинской структуре позволяют наметить очередные участки глубокого бурения на данных объектах.

Технология АНЧАР может успешно применяться для выявления пропущенных залежей углеводородов. Исследования Староягинской структуры методом АНЧАР [4] позволили выявить залежь в синклинали области структуры и дали прогнозную схему ее нефтегазоносности, а также рекомендации для расположения поисковых скважин на данной структуре (рис.1).

Одними из наиболее перспективных, с экономической точки зрения, объектов для проведения геологоразведки методом АНЧАР на территории Удмуртской Республики являются Быковский участок и Чукавинская площадь.

Быковский участок расположен в пределах Татарской и Верхнекамской нефтегазоносных областей. Площадь участка составляет более 650 км<sup>2</sup>. Промышленная нефтегазоносность данного участка установлена в верейских отложениях верейско терригенно-карбонатного нефтегазоносного комплекса.

Чукавинская площадь приурочена к Верхнекамской нефтегазоносной области. Ее площадь составляет около 700 км<sup>2</sup>. Залежи нефти прогнозируются в верейских карбонатных и тиманских терригенных отложениях.

Применение технологии АНЧАР позволило бы создать достоверную концептуальную модель и надежную геологическую геометризацию залежей углеводородов на данных участках, что в свою очередь обеспечило бы успешность поискового, разведочного и эксплуатационного бурения. Как правило, результаты бурения первых скважин во многом определяют дальнейшее отношение к залежи.





*Рисунок 1. Прогнозные схемы нефтегазоносности по данным АНЧАР Дебесского, Восточно-Тыловайского месторождений, Староягинской, Марьинской структур*

**Выводы:**

1. В связи с истощением крупных месторождений нефти в Удмуртской Республике все большее внимание будет уделяться малым месторождениям, которые содержат значительные запасы нефти, но геометризация данных объектов крайне затруднена при использовании традиционного комплекса работ.

2. От того, насколько проработана концептуальная геологическая модель зависит успешность разведочного и эксплуатационного бурения. Результаты бурения первых скважин во многом определяют дальнейшее отношение к залежи.

3. Надежная геометризация таких залежей затруднена без проведения работ методом АНЧАР.

4. Технология АНЧАР позволяет наиболее рационально выбрать точки для закладки поисковых и разведочных скважин с дальнейшей возможностью их перевода в эксплуатационные, что позволяет значительно сократить объемы бурения и сделать малые месторождения рентабельными.

**Литература**

1. Савельев В.А. Нефтегазоносность и перспективы освоения ресурсов нефти Удмуртской Республики //Ижевск-Москва: Институт компьютерных исследований, 2003. – 287 с.

2. Арутюнов С.Л. Технология АНЧАР при поиске и мониторинге залежей углеводородов / Арутюнов С.Л., Карнаухов С.М., Позднеухов С.В., Булавин В.Д., Востров Н.Н. // Новосибирск: Технологии сейсморазведки. 2010. – № 1. – С. 58-66.

3. Соснин Н.Е. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности сложнопостроенных девонских терригенных отложений на территории Удмуртской Республики: дис.канд. г.-м. наук /Н.Е.Соснин. - Пермь, 2013. - 183 с.

4. Арутюнов С.Л. «Отчет о выполнении опытных работ «Отчет о выполнении опытных работ методом низкочастотной разведки АНЧАР на территории Удмуртской Республики». Договор А-39/99 от 02.07.1999г. Оренбург – Ижевск, 1999г.

## ПОИСКОВЫЕ КРИТЕРИИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ФУНДАМЕНТА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

*Мамедов Р.А.\* (МГРИ, rus\_tamedow@mail.ru)*

*Горюнов Е.Ю. (МГРИ, eyugoryunov@ya.ru)*

### Аннотация

В докладе приведены данные о продуктивности фундамента различных регионов мира. Показано, что запасы месторождений в породах фундамента к настоящему времени превышают 2 млрд. т нефти.

В Западной Сибири в фундаменте открыто около 60 месторождений нефти и газа.

Показано, что в геологическом строении этих месторождений присутствуют общие характерные черты и хорошо изучены на примере аналогичных месторождений Кылулонгского бассейна (Вьетнам) и которые можно рассматривать как поисковые критерии на нефть и газ подобных объектов.

**Ключевые слова:** Фундамент Западной Сибири, поисковые критерии, доюрский комплекс, зоны разуплотнения, блоковое строение, развитие рифтовых систем, нефть и газ.

В образованиях фундамента в мире открыто около 500 месторождений нефти и газа, в том числе крупных и гигантских, таких как Белый Тигр (Вьетнам), Ауджила-Нафура (Ливия), Ля-Пас и Мара (Венесуэла), Рамадан (Египет), Уилмингтон (США) и др., суммарные запасы, которых оцениваются в 2.1 млрд.т. нефти.

Наиболее изучены месторождения нефти и газа в фундаменте на южном шельфе Вьетнама (Кылулонгский бассейн). Где открыт ряд месторождений, таких как: Белый Тигр, Дракон, Черный Лев, Заря, Желтый Тунец, Коричневый Лев, Тханлонг и др. На этих месторождениях проведен большой объем геологоразведочных работ и получен обширный геологический материал по строению этих месторождений. На основе изучения этих данных, Е.Ю. Горюновым и М.Х. Нгуеном были выделены основные признаки геологического строения, которые можно рассматривать как поисковые критерии нефтегазоносности:

- развитие рифтовых зон в фундаменте бассейна;
- блоковое строение фундамента;
- наличие разрывных нарушений и зон разуплотнения в фундаменте;
- наличие региональных флюидоупоров, перекрывающие породы фундамента;
- наличие залежей в осадочном чехле, как признак общей нефтегазоносности территории.
- неотектоническая активность территории бассейна;

Развивая этот подход, мы проанализировали строение месторождений в фундаменте Западной Сибири.

Преобладающая часть запасов в Западной Сибири сосредоточена в осадочном чехле. Однако, несмотря на то, что поисково-разведочные работы были ориентированы на юрско-меловой осадочный комплекс, а целенаправленных поисков месторождений в фундаменте не проводилось, тем не менее, порядка 60-ти месторождений выявлено в породах фундамента Западной Сибири (Рис.1.), такие как Малоичское, Убинское, Толумское, Рогожниковское, Даниловское, Семивидовское, Фестивальное и др. (Табл. 1). Подавляющее большинство таких месторождений приурочены к зонам развития рифтовых систем и к их бортам, выделенных по геофизическим данным Н.П.Запивалова (Рис.1).

*Таблица №1. Месторождения в доюрском комплексе Западной Сибири.*

№	Месторождения в кристаллическом фундаменте	Индекс, возраст горизонта	Состав породы	Начальный дебит	
				Нефть, м <sup>3</sup> /сут	Газ, м <sup>3</sup> /сут
1	Восточно-Даниловское	T	Филлиты	26,2	-
		T	Сланцы серицит - кварцевого сост.	102	-
2	Рогожниковское	T <sub>1-2</sub> rg <sup>2</sup> <sub>1</sub>	Сланцы серицит-альбит - кв. сост.	86	-
		Pr-Pz	Гранито-Гнейсы	-	0,31
3	Малоичское	P-T	Доломиты	68,4	-
		P-T	Окремненные известняки	48	3
4	Убинское	S-D	Метаморфизованные гравелиты и конгломераты	3,5	Нет свед.
5	Семивидовское	Pz	Граниты, сланцы	24,5	-
6	Толумское	Pz	Сланцы серицит - графито- кв. сост	6,4	-
7	Фестивальное	Pz	Туфы	21,5	1

Все месторождения в фундаменте приурочены к ярко-выраженным тектоническим блокам, разбитыми тектоническими нарушениями. В качестве примера приведен временной разрез Толумского месторождения (Рис.2) и Малоичского месторождения (Рис. 5).

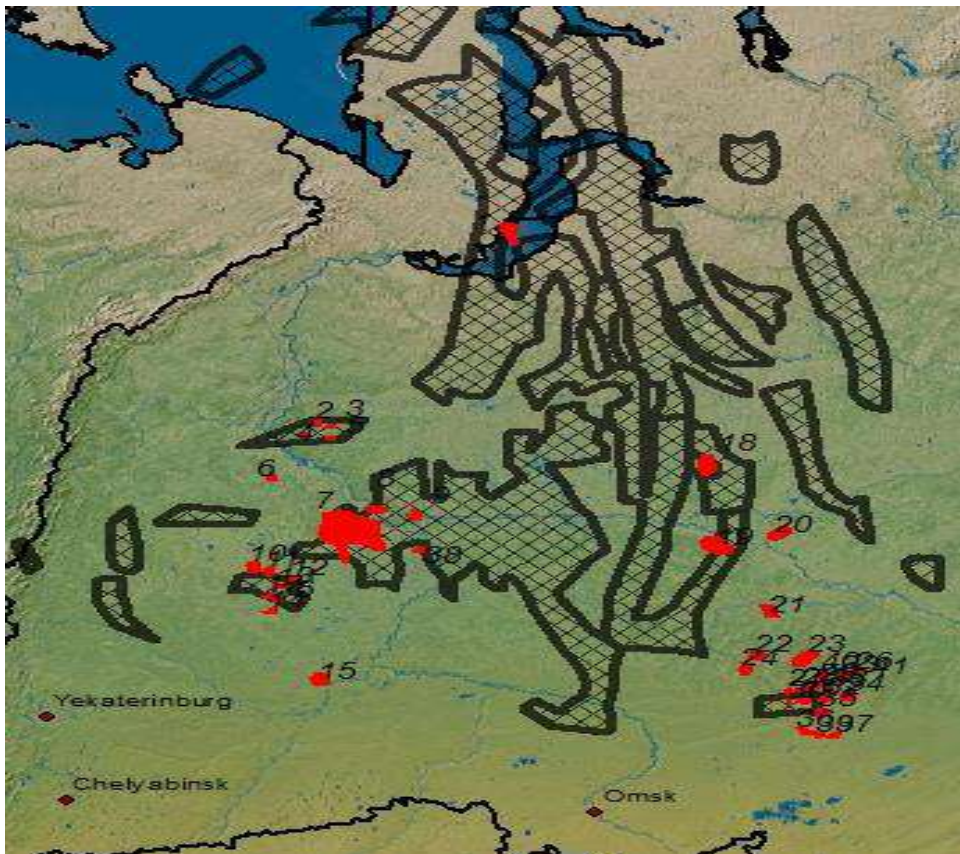


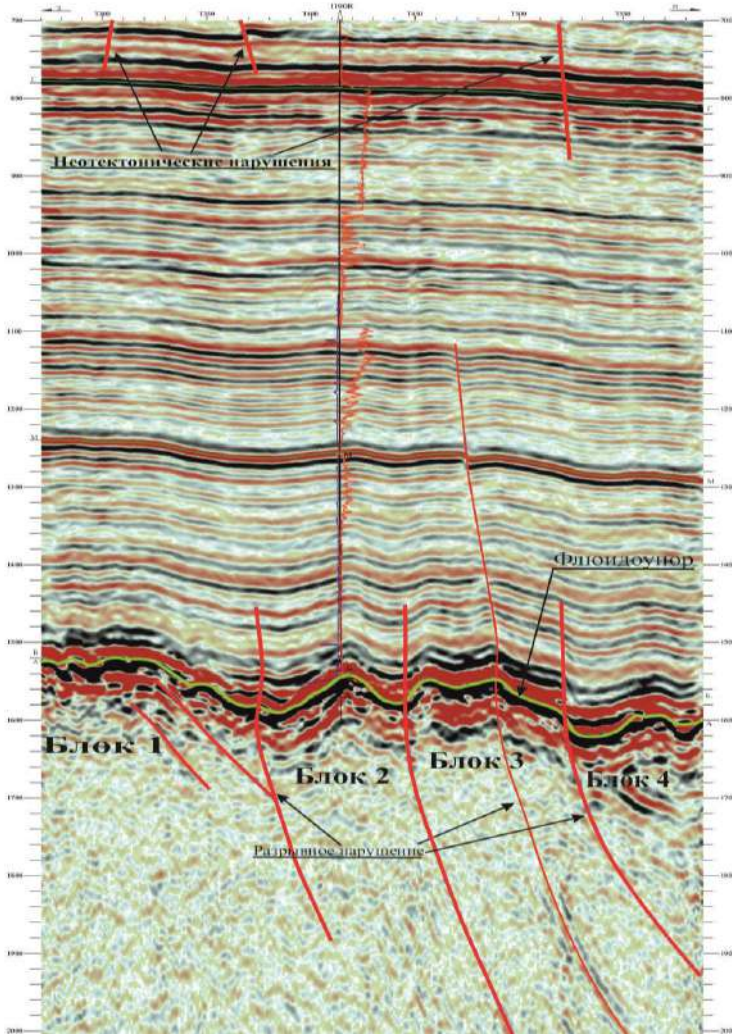


Рисунок 1. Географическая карта Западной Сибири, с наложенной на ней региональной рифтовой системой (Колтагорско-Уренгойская по Н.П. Запивалову) и месторождениями нефти и газа в фундаменте

 - зона распространения рифтовых систем  - месторождения в фундаменте





**Рисунок №2.** Временной разрез через скв.1190 Толумского нефтяного месторождения с выделением флюидоупора, неотектоники и зонами разрывных нарушений в блоковых строениях фундамента.

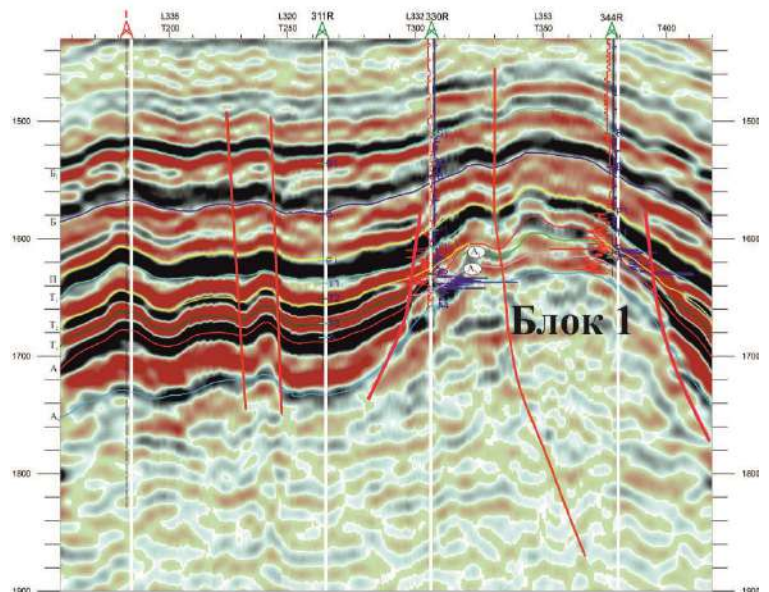
### Выводы

Все поисковые критерии, выявленные на месторождениях Кылуонского бассейна наблюдаются и на подобных месторождениях в Западной Сибири, поэтому их можно рассматривать как универсальные признаки для выделения коллекторов (см. Табл.2). Следовательно, эти поисковые критерии могут быть целенаправленно использованы при поисковых работах на территории Западной Сибири.

Коллекторами являются зоны трещиноватости и разуплотнения, развитые в породах различного состава (Рис.3,4). Судя по значительным дебитам, порядка 100 м<sup>3</sup>/сут нефти полученной из фундамента на ряде месторождений, коллектора характеризуются высокими значениями суммарной проницаемости (см. Табл.1).

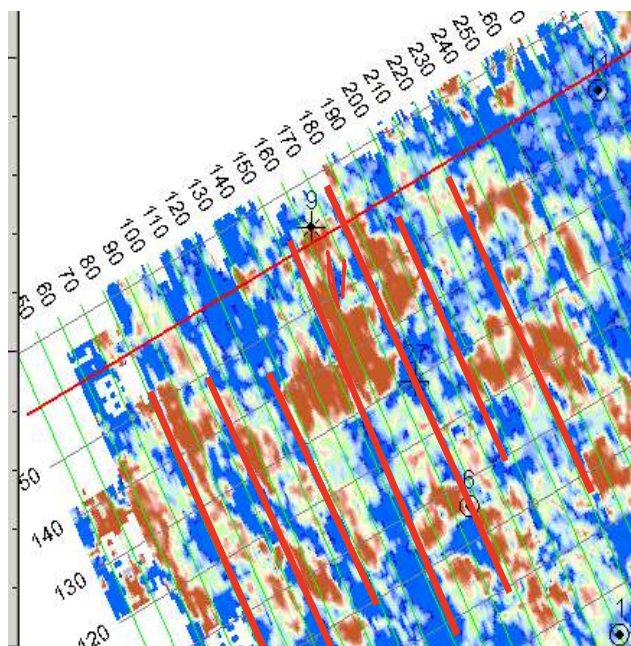
В значительной части на изученных месторождениях кроме залежей в фундаменте присутствуют также залежи и вышезалегающих осадочных породах. Как, например на Толумском месторождении (см. Рис.2) кроме фундамента продуктивны и меловые отложения в осадочных породах (горизонт Г-24,5 м<sup>3</sup>/сут, горизонт М-28 м<sup>3</sup>/сут).

Характерно, что, также как и на Белом Тигре, на всех изученных месторождениях фундамента Западной Сибири по данным сейсмических материалов наблюдаются признаки неотектонической активности (Рис.2).

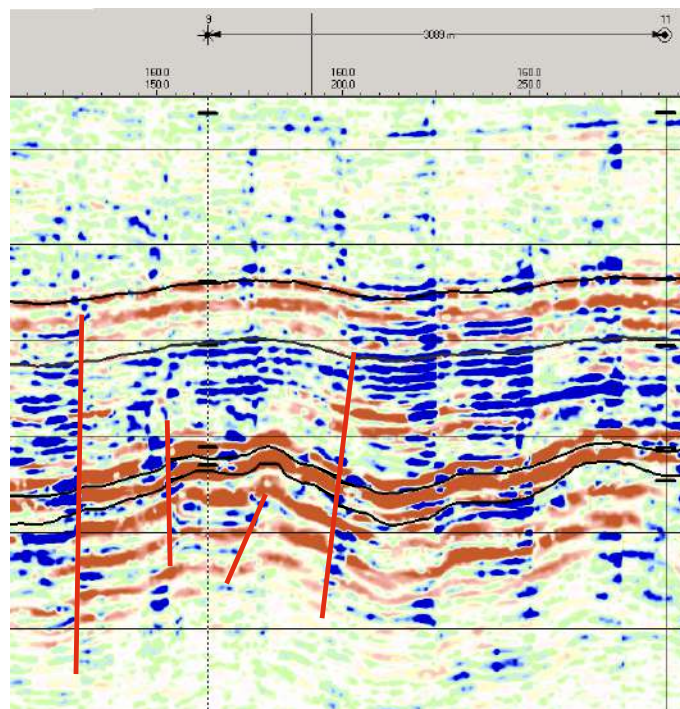


**Рисунок №3.** Временной разрез с выделением зон трещиноватости, блокового строения фундамента на Убинском месторождении.





**Рисунок №4.** Горизонтальный срез кровли доюрского комплекса, Малоичского месторождения.



**Рисунок №5.** Временной разрез, через разведочные скв. № 9-11 Малоичского месторождения.

**Таблица №2.** Поисковые критерии, выделенные на месторождениях в фундаменте Западной Сибири.

Признаки/ месторождения	Потанайское	Рогожниковское	Малоичское	Семиводовское	Толумское	Убинское	Фестивальное
Рифтовые зоны	+	-	+	Нет свед.	Нет свед.	+	+
Блок. строение	+	+	+	+	+	+	+
Разломы и разупл.	+	+	+	+	+	+	+
Флюидоупор	+	+	+	+	+	Нет свед.	+
Залежи в осад. чех.	+	+	+	+	+	+	+
Неотектоника	+	+	+	+	+	Нет свед.	Нет свед.

## Литература

### Опубликованная

1. М.Х. Нгуен, Е.Ю. Горюнов «Закономерности строения месторождений нефти и газа в фундаменте Кылуонгского бассейна (Вьетнам)»/Экспозиция нефти и газа, 2018г.-№4./-С.18-22.

2. М.Х. Нгуен, Е.Ю. Горюнов, В.А. Трофимов «Основные признаки нефтегазоносности фундамента шельфа южного Вьетнама» / Нефтяная провинция-2017. - №3. /– С. 29-47.

### Фондовая

3. Н.А. Бочарова Н.А. «Проведение обработки и интерпретации материалов детальных сейсморазведочных работ 3Д на Семивидовской площади (заключительный отчет)»/ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»/2011г.

4. Бурдыгина Г.В., Тимергазин К.К. «Детальные сейсморазведочные работы по методике МОГТ-3D на Южно-Сырковской площади (заключительный отчет)»/ «КогалымНИПИнефть»/ 2013г.

5. Е. В. Любутина, А.В. Житов, А.П. Сысоев «Отчет о результатах работ по переобработке и интерпретации сейсморазведочных данных 3Д в пределах Малоичского лицензионного участка»/ ОАО «Сибнефтегеофизика»/2004г.

## МОДЕЛИРОВАНИЕ ФАЦИАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ПЕРМСКОГО ВОЗРАСТА В СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ

*Маракова И. А.\* (Ухтинский государственный технический университет,  
miss.marakova@mail.ru)*

### Аннотация

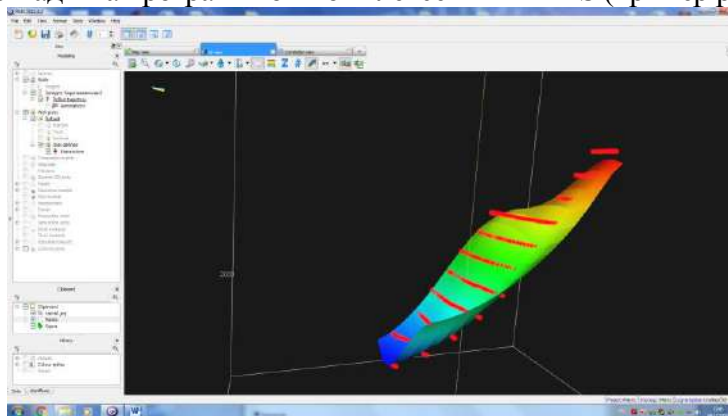
В настоящее время во многих традиционных районах нефтегазодобычи Тимано-Печорской провинции фонд поисковых объектов исчерпывается. В северо-восточной части Тимано-Печорской провинции открыт целый ряд залежей углеводородов различного генезиса в пермских терригенных отложениях. Залежи находятся в ловушках различного типа, приуроченные к пологим зонам палеосклонов, моноклиналям и контролируемые антиклиналями. Как правило, открытия имели эпизодический характер и в континентальной части являлись попутными. Поэтому для решения проблемы поиска новых объектов в терригенных отложениях требуются новые методические подходы. Установление фациальных условий образования песчаных тел позволит выяснить их пространственное размещение и выполнить прогноз коллекторских свойств пород.

**Ключевые слова:** Модель, фациально-динамическая зона, терригенные отложения, сейсмостратиграфический анализ.

На основе комплексного анализа описаний керна и каротажных диаграмм по 23 скважинам выполнена реконструкция фациальных условий осадконакопления (вал Сорокина, Коротайхинская впадина, шельф).

Для выявления фациальных особенностей выполнены следующие исследования:

- детальная корреляция разрезов скважин в интервале пермских отложений;
- оценка фациальной принадлежности отложений пермского возраста в выделенных фациально-динамических зонах по набору признаков, характеризующих свойственный им литологический состав пород, однородность разреза;
- диагностика фаций с использованием электрометрических моделей фаций (по В. С. Муромцеву);
- моделирование проградационного клиноформного комплекса в зоне Вашуткина-Талотинского взбросо-надвига программном комплексе IRAP RMS (пример рис.1)



**Рисунок 1** – Кровля перспективного клиноформного тела

- анализ модели в каждой выделенной фациально-динамической зоне.

Автором впервые разработана методика тектоно-фациально-динамического прогнозирования ловушек углеводородов. Разработана модель формирования и строения

терригенного комплекса пермского возраста и выделены фациально-динамические зоны осадконакопления и этапы формирования ловушек различного генезиса в северо-восточной части Тимано-Печорской провинции.

В фациально-динамической зоне расположенной в Коротаихинской впадине дополнительно проводилась реконструкция фациальных условий осадконакопления по электрометрическим моделям фаций В. С. Муромцева. Теоретические и методические основы прогноза песчаных тел разработанные В. С. Муромцевым делают его возможным при отсутствии или минимальном количестве кернового материала.

По В. С. Муромцеву под электрометрической моделью ритма мы понимаем ряд характерных электрометрических аномалий, обнаруживающих тенденцию к многократному повторению в определенной последовательности на изучаемом отрезке каротажной кривой. Электрометрические модели ритмов различного генезиса отличаются друг от друга по характеру размещения положительных и отрицательных аномалий, соответствующих положению в разрезе ритма песчаных и глинистых пород. [1]. Электрометрическую модель фации отображает свойственная только ей форма кривой потенциалов собственной поляризации (рис. 2).

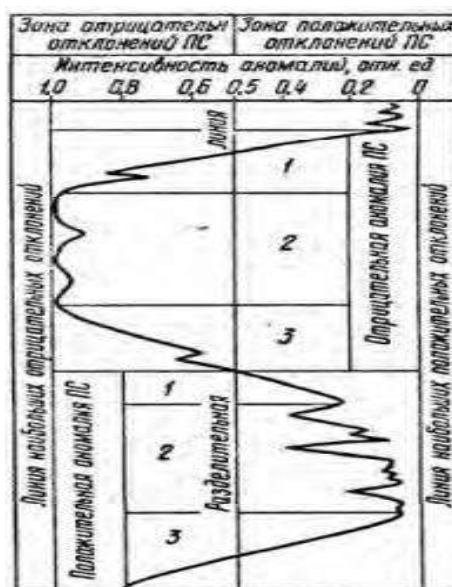


Рисунок 2 – Части кривой: 1 – верхняя, 2 – средняя, 3 – нижняя (по В. С. Муромцеву)

Главным геологическим событием явилось столкновение в раннепермское время Восточно-Европейского континента с Тагильско-Магнитогорской островной дугой - активной окраины Сибирского континента. В результате субдукции океанской коры Уральского палеоокеана и коллизии суперконтинентов образовался Уральский ороген, явившийся в дальнейшем основным источником обломочного терригенного материала переносимого по рекам с континента в шельфовую часть океана.

Исследуемые терригенные разрезы сложены преимущественно переслаиванием песчаников, глин, встречаются пропластки углей, которые формировались в прибрежно-морских, дельтовых и континентальных обстановках.

По результатам сейсмостратиграфического анализа и выявления электрометрических фаций на площадях акватории Печорского моря, в том числе на Северо-Гуляевской площади, подтверждаются перспективы связанные с верхнепермским нефтегазоносным комплексом. Оперативный локальный прогноз позволил установить особенности изменения литологического состава, мощностей, коллекторских свойств пород и выделить благоприятные поисковые зоны. Перспективы связаны отложениями с руслового, дельтового и авандельтового генезиса.



### **Литература**

1. Муромцев В. С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л. : Недра, 1984. – 260 с.
2. Грунис Е. Б. Маракова И. А. Ростовщиков В. Б. Особенности строения, условия формирования пермского терригенного комплекса, этапы образования неантиклинальных ловушек в северо-восточной части Тимано-Печорской провинции// Геология нефти и газа, 2017. – С.13-25.

## ВТОРИЧНЫЕ ДОЛОМИТЫ НИЖНЕГО ДЕВОНА ВОСТОЧНОГО БОРТА ХОРЕЙВЕРСКОЙ ВПАДИНЫ (ТИМАНО-ПЕЧОРСКИЙ НГБ)

*Маслова Е.Е. (МГУ им. М.В. Ломоносова, maslova-liza@mail.ru)*

### Аннотация

Цель настоящей работы – изучение вторичной доломитизации разнофациальных карбонатных отложений нижнего девона восточного борта Хорейверской впадины Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна (НГБ). Макро- и микроскопический анализ позволил охарактеризовать доломитизацию различных по генезису карбонатных отложений. На основе микроскопического изучения выделено несколько типов доломитовых структур, определяющих конфигурацию пустотного пространства. Распределение этих структур во многом определяется фациальной неоднородностью разреза нижнего девона. В зависимости от проницаемости, растворимости и первичной структуры карбонатной породы или осадка.

**Ключевые слова:** вторичная доломитизация, карбонаты, Тимано-Печорский НГБ, Хорейверская впадина, нижний девон.

В нижнепалеозойском комплексе Тимано-Печорского НГБ значительная доля скоплений углеводородов содержится в доломитовых коллекторах, поэтому актуальным становится вопрос роли доломитизации в формировании пористости и в пространственном распределении коллекторов.

Объектом исследования являлись нижнедевонские отложения восточного борта Хорейверской впадины, практически полностью сложенные вторичными доломитами. Выводы получены на основе анализа более 200 м керна и 600 шлифов, данных по ФЕС, минеральному составу пород и изотопному составу углерода и кислорода.

В соответствии с существующей классификацией доломитов по структуре и форме кристаллов [1] в разрезе изученных скважин были выделены следующие типы структур доломита:

- Идиоморфный
- Идиоморфный порфировый
- Идиоморфный, заполняющий пустоты
- Гипидиоморфный
- Ксеноморфный
- «Жильный»

Микроскопическое изучение девонских отложений показало, что распределение выделенных доломитовых структур во многом определяется фациальной неоднородностью разреза нижнего девона. В нижнедевонском интервале выделяется несколько фациальных комплексов [2, 3]: сублиторальный комплекс объединяет фации сублиторали с микритово-глинистой седиментацией (глинистая сублитораль), сублиторали с биокластово-бактериально-водорослевой седиментацией (водорослевая сублитораль) и карбонатной отмели с биокластовой и каркасной седиментацией, литоральный комплекс – фации супралиторали и литорали с карбонатной и глинисто-карбонатной седиментацией.

Отложения фации *литорали* представлены преимущественно микро-тонкокристаллическими доломитами по бактериально-водорослевым и литокластовым известнякам. Преобладают гипидиоморфные и ксеноморфные структуры (размеры кристаллов в основном составляют 0.01-0.05 мм, реже до 0.25 мм), однако отмечено присутствие и идиоморфного, и «жильного» доломита.

В фации *супралиторали* преобладают пелитоморфные глинистые доломиты либо доломиты с гипидиоморфной структурой; идиоморфные кристаллы не встречаются, также отсутствует «жильный» доломит, так как в этих отложениях изначально отсутствовали крупные поры и каверны.

Фация *карбонатных отмелей* с преобладающей биокластовой и каркасной седиментацией преимущественно сложена доломитами по строматопоровым известнякам; реликтовая структура строматопороидей хорошо прослеживается, также присутствуют реликты биокластов. В доломитах фации отмечаются все выделенные структуры (за исключением идиоморфной порфиновой), доломитовые кристаллы характеризуются совершенно разными формой (от эвгедральных до ангедральных) и размерами (от 0.01 до 0.5 мм). В этих отложениях интенсивно проявлены процессы выщелачивания, которые привели к образованию многочисленных каверн, развитию слепковой пористости. Однако пустотное пространство было частично уничтожено вследствие заполнения каверн либо идиоморфными кристаллами доломита, выполняющими по контуру трещины и каверны, либо «жильным» доломитом

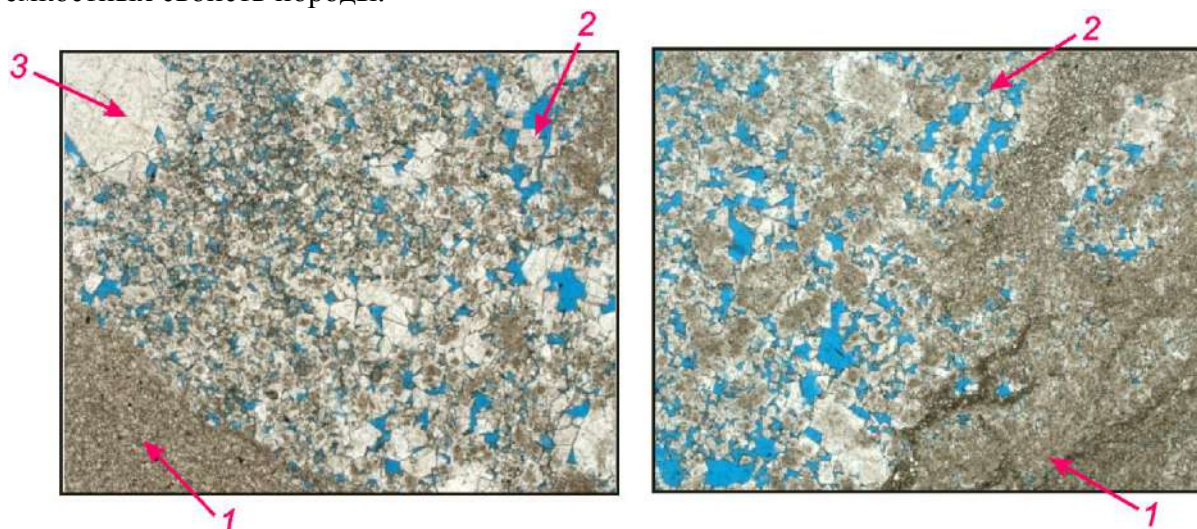
Фация *глинистой сублиторали* сложена аргиллитами с примесью доломита, глинистыми доломитами и известняками. В аргиллите доломит присутствует в основном в виде идиоморфных порфиновых кристаллов размерами 0.01-0.05 мм, единично до 0.1 мм, неравномерно распределенных в глинистой массе, либо в виде овальных, линзовидных скоплений, что, по всей видимости, представляет собой полностью замещённые доломитом биокласты. Тонкокристаллические доломиты глинистой сублиторали в основном характеризуются гипидиоморфной структурой с размерами кристаллов 0.01-0.05 мм, иногда до 0.1 мм. В породах фации отмечается только трещинный тип пустотного пространства.

Отложения *водорослевой сублиторали* представлены преимущественно нодулярными частично доломитизированными известняками и вторичными доломитами по биокластово-бактериально-водорослевым известнякам. В доломитизированных известняках структура доломита идиоморфная порфировая. Единичные кристаллы мелко-тонкокристаллического доломита неравномерно рассеяны в известняке, но также образуют скопления, срастаются, образуя плотную гипидиоморфную, местами идиоморфную, мозаику. Так, в нодулярных известняках кристаллы доломита практически отсутствуют в нодулах (желваках), а окружающий их матрикс почти полностью замещён доломитом. Такая неравномерная доломитизация отложений может быть объяснена тем, что различные элементы породы изначально обладали различной способностью пропускать доломитизирующий флюид. В таких в разной степени доломитизированных известняках фации водорослевой сублиторали присутствует только трещинный тип пустотного пространства.

Кристаллы вторичных доломитов субгедральные, эвгедральные, размерами от 0.01-0.1 мм до 0.5 мм. Неравномерное распределение кристаллов различной формы и размеров доломитов фации водорослевой сублиторали связано с тем, что доломитом замещались изначально разные по структуре участки породы. В этих отложениях, как и в отложениях фации карбонатной отмели, довольно часто встречается «жильный» доломит с размерами кристаллов до 2.5-3 мм. Основным типом пористости является межкристаллическая, также присутствуют каверны и трещины, единично – слепковые поры.

Такая разнокристаллическая структура доломитов была сформирована в результате нескольких этапов воздействия магнийсодержащих флюидов на породу. Во время ранних этапов доломитизации в породах с большим содержанием глинистой и микритовой составляющей поры были слишком малы, чтобы обеспечить миграцию обогащённых магнием растворов и дать возможность кристаллам расти свободно

(микро-тонкокristаллический доломит на рисунке 1). В изначально более пористых участках породы кристаллы доломита могли расти более свободно, поэтому кристаллы имели возможность вырасти крупнее, формировалась их «рыхлая» упаковка. Последующее выщелачивание незамещённого доломитом кальцита в уже сформировавшейся породе способствовало образованию вторичной пористости. Однако в дальнейшем вследствие новых этапов доломитизации образовавшиеся пустоты частично заполнились более крупнокристаллическим («жильным») доломитом, что привело к уничтожению пористости и ухудшению фильтрационно-емкостных свойств породы.



**Рисунок 1.** Вторичный доломит по биокластово-бактериально-водородослевному известняку: 1-плотная упаковка кристаллов, 2-«рыхлая» упаковка кристаллов, 3-«жильный» доломит

Таким образом, выполненные макро- и микроскопические исследования нижнедевонских отложений позволили охарактеризовать доломитизацию различных по генезису карбонатных отложений, оценить степень её влияния на коллекторские свойства карбонатных пород в зависимости от их фациальной принадлежности. На основе микроскопического изучения установлена зависимость между выделенными типами доломитовых структур, определяющими конфигурацию пустотного пространства, и первичной структурой карбонатной породы или осадка. Если доломитизация протекает в изначально пористой породе, то растут более крупные эвгдральные и субгдральные кристаллы доломита, образуя «рыхлую» упаковку. В породе с недостаточным пустотным пространством кристаллы новообразованного доломита мешают росту друг друга, соприкасаются с образованием конформных контактов. Выщелачивание незамещённого доломитом кальцита в уже сформировавшейся породе способствует возникновению пустотного пространства. Однако в дальнейшем вследствие дополнительного поступления в породу доломитизирующих флюидов может произойти потеря пористости в результате передоломитизации.

### Литература

1. Gregg J. M., Sibley D. F. Epigenetic dolomitization and the origin of xenotopic dolomite texture: J. Sediment. Petrol. – 1984. – P. 908-931.
2. Жемчугова В.А., Жемчугова Т.А., Лебедько В.А., Маслова Е.Е. Седиментационный контроль углеводородной продуктивности нижнедевонских отложений северо-востока Тимано-Печорского осадочно-породного бассейна //



Сборник Материалов научно-практической конференции "Карбонатные резервуары-2017", г. Москва, 2017 г.

3. Майдль Т. В., Жемчугова В. А., Наумчев Ю. В. Геохимические предпосылки выделения предфранского несогласия в девонском разрезе Тимано-Печорского осадочно-порodного бассейна // Вестник ИГ Коми НЦ УрО РАН. — 2018. — № 9. — С. 30–38.

## ПЕРСПЕКТИВЫ ПРОДУКТИВНОСТИ НА УГЛЕВОДОРОДЫ ФУНДАМЕНТА СЕВЕРНОГО ШЕЛЬФА ВЬЕТНАМА

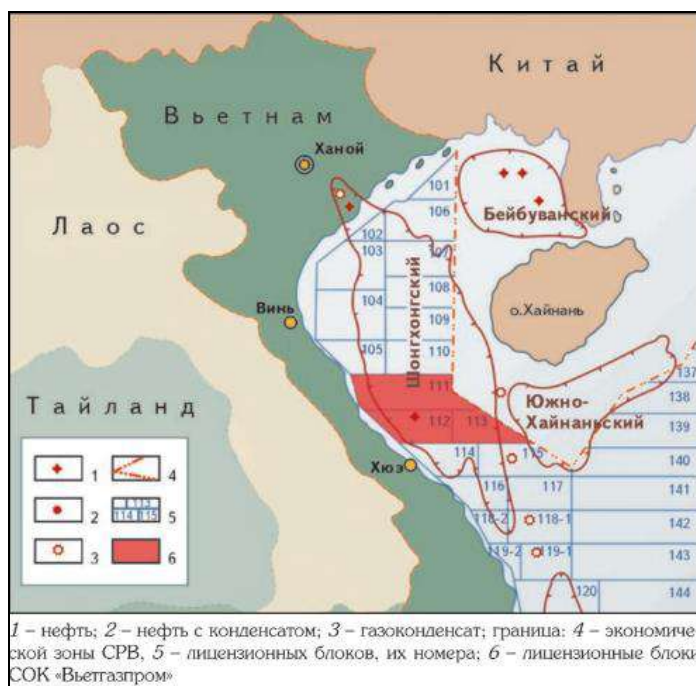
*Нгуен М.Х.\* (Ханойский университет горного дела и геологии. Ханой, Вьетнам, [nguyenmh289@yandex.ru](mailto:nguyenmh289@yandex.ru)), Горюнов Е.Ю. (МГРИ) [eyugoryunov@yandex.ru](mailto:eyugoryunov@yandex.ru))*

### Аннотация

В статье приведены данные по результатам геологоразведочных работ в Шонгхонгском бассейне, расположенного в пределах Тонкинского залива (залив Бакбо) шельфа северного Вьетнама и частично на суше в районе дельты Красной реки (Ханойский прогиб). Показана перспективность на нефть и газ пород фундамента, который представлен карбонатными, метаморфическими и терригенными породами докайнозойского возраста. Приведены данные о полученных промышленных притоках нефти и конденсата из фундамента на ряде структур. Проведено ранжирование их по степени перспективности.

**Ключевые слова:** Шонгхонгский бассейн, углеводороды, фундамент, тектонические нарушения.

Шонгхонгский бассейн имеет длинную ромбовидную форму и простирается с северо-запада на юго-восток. Площадь бассейна - 220 000 км<sup>2</sup> при ширине 50-60 км, длине примерно 500 км. Бассейн расположен в пределах Тонкинского залива (залив Бакбо) шельфа северного Вьетнама и частично на суше в районе дельты Красной реки (Ханойский прогиб).



**Рисунок 1.** Обзорная схема шельфа северного Вьетнама [2].

Поисково-разведочные работы на углеводороды в Шонгхонгском бассейне начались в начале 60-х годов прошлого века, в основном они были сосредоточены на прибрежных территориях, причем первым открытием газа стало газовое месторождение Тьенхай в 1975 г. С 1990 года было пробурено в бассейне более 40 разведочных скважин. Самая мелкая скважина на структуре Куавай достигла 1050 м, а самая глубокая скважина на структуре Батьчи достигла 4114 м. Плотность разведочных скважин незначительна и составляет около одной скважины на 3200 км<sup>2</sup>.

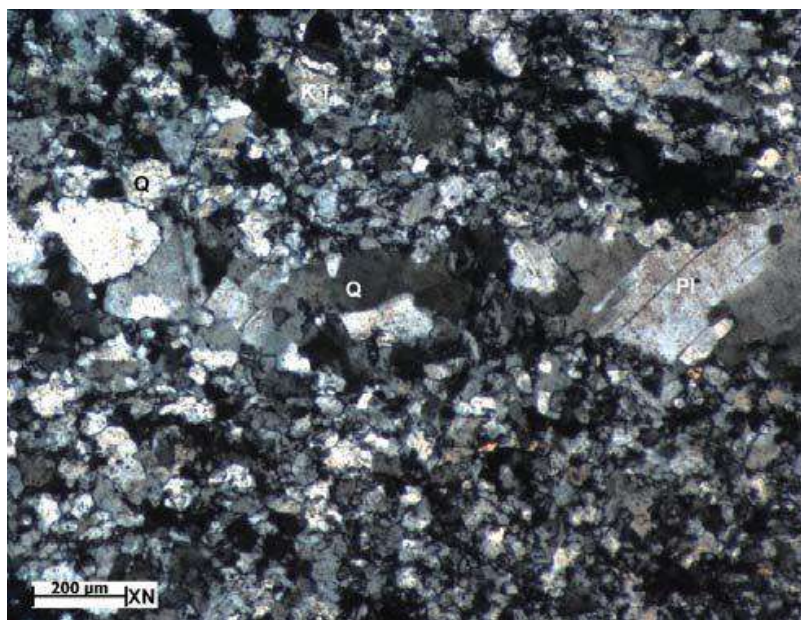
Шонгхонгский бассейн является присдвиговым бассейном (pull-apart basin), контролируемым системой разломов, сформированных в результате столкновения Индостанской (Индийской) и Евроазиатской плит в эоцене – нижнем олигоцене. Система сдвиг-раздвиговых дислокаций в значительной степени предопределила процессы нефтегазообразования, нефтегазоаккумуляции и современные разгрузки углеводородных флюидов [1].

Разрез Шонгхонгского прогиба представлен в основании кристаллическим фундаментом докайнозойского возраста и перекрывающим его осадочным комплексом миоцен-олигоцен-четвертичного возраста [3]. Фундамент представлен карбонатными, метаморфическими и терригенными породами.

Так же как Кылуонгский бассейн, характерной особенностью тектонического строения Шонгхонгского бассейна, является разбитость его фундамента на отдельные блоки разломами, образовавшимися вследствие геодинамических напряжений.

В районе центра Ханойского прогиба на глубине более 3 км скважины еще не пробурены до фундамента. Однако, на окраине этого прогиба некоторые скважины пробурены до фундамента на глубинах 150-1200 м. В скв. 14 (Тьенланг), скв. 8 (Хайзыонг) фундамент представлен метаморфическими породами триасового возраста или известняками каменноугольного-пермского возраста. В скв. 15 встречены метаморфические породы (сланцеватый сланец) протерозойского возраста на глубине 100 м. Около 10 км от скв.15 на юго-востоке встречается протерозойский фундамент в горных районах Гой и Нгам.

Кроме этого, в пределах Тонкинского залива докайнозойские фундаменты представлены кварцитовыми сланцами (при бурении скважин на блоке 101 – 100/04); известняками каменноугольно–пермского возраста (блок 106/10); мраморами, известняками девонского, каменноугольного, пермского возраста в районе Фонгнья, Кебанг (блоки 112, 114, 118). По сейсмическим данным, глубина залегания фундамента в некоторых участках блоков 103, 107 достигает 16 тысяч метров.



**Рисунок 2.** Гранитный аплит в блоке 101-100/04 имеет порфиоровую структуру с фенокристаллами, состоящими из кварца, плагиоклаза [4].

Внедрение гранитного аплита докайнозойского возраста (рис.2) в блоке 101-100/04 играло огромную роль в процессе генерации нефти и газа в Шонгхонгском бассейне. Гранитные аплиты, расположенные в кварцитовом сланце,

характеризующиеся высокой температурой и давлением, вероятно изменяли вмещающие породы. При этом, температура играет определяющую роль в продвижении процесса генерации нефти этого горизонта.

К нефтегазоматеринским породами можно отнести отложения олигоцена и миоцена. На северо-восточном борту и Ханойском прогибе Шонгхонгского бассейна олигоценые отложения представлены терригенными разностями континентального, озерного, лагунного и прибрежно-морского происхождения. Нефтематеринские толщи олигоцена характеризуются высокой степенью зрелости ОВ, Сорг в них составляет 0,37-6,11%, преобладает кероген III-го типа, в меньшей степени кероген II-го типа. Миоценовые отложения представлены глинами, глинистыми углями. Содержание Сорг изменяется в пределах 0,45-18%. Кероген преимущественно III-го типа. На основании геохимической характеристики отложений олигоцена и миоцена следует, что эти нефтематеринские свиты могли производить преимущественно газ [2]. Однако, в связи с выявлением нефти в скважинах 106-HR-1X, 106-HR-2X, 106-HRN-1X и в скважине PV-XT-1X структуры Донг Хо вероятно керогены I, II типа существуют в олигоценых отложениях с хорошей нефтепроизводящей способностью, особенно в древних грабенах палеоценового и эоценового возраста на северо-востоке бассейна [5].

Коллекторы в пределах Шонгхонгского бассейна представлены в основном терригенными породами олигоцена, миоцена и карбонатными породами докайнозойского возраста. Эти карбонатные породы являются наиболее важными нефтеносными объектами в северо-восточной части бассейна, где были обнаружены промышленные структуры, такие как Nam Rong, Nam Rong Nam, Nam Rong Dong. По состоянию на 31 декабря 2014 г. были пробурены 9 разведочных скважин в карбонатных породах. В карбонатных фундаментах развиты структурные ловушки.

В пределах бассейна выделяются покрышки двух типов: региональные и локальные. К региональным покрышкам относятся глинистые толщи среднемиоценового возраста и характеризуются глинами серого и серо-темного цвета, их мощность составляет от 80 до 150 м, обладают глинистостью 71-86%. К зональным покрышкам относятся глины, глинистые угли олигоцена. Миоценовые покрышки чередуются с продуктивными горизонтами.

По данным Там Л.Ч. (2015) [5], до настоящего времени на северо-восточном борту бассейна выявлены 7 перспективных структур, в том числе 3 из них разбурены (Nam Rong, Nam Rong Nam, Nam Rong Dong), а 4 структуры еще не пробурены (A, B, C, D). В 2008 г. нефтегазовой компанией Petronas пробурена скважина 106-HR-1X в структуре Nam Rong и из докайнозойского карбонатного фундамента получен промышленный приток нефти (7209 баррелей / сутки). В 2009 г Petronas пробурил скважину 106-HR-2X в карбонатном фундаменте, в результате этого получен приток нефти с дебитом 6000 баррелей / сутки. В 2013, 2014 годах разведочной и добывающей компанией PetroVietnam (PVEP) пробурены скважины 106-HRN-1X, 106-HRD-1X в структурах Nam Rong Nam и Nam Rong Dong, в результате бурения в фундаменте получен конденсат с дебитом 2400 баррелей/сутки, газ (24 млн. м<sup>3</sup>/сутки) в скв. (HRN-1X).

В таблице 1 показано качество карбонатных коллекторов каменноугольно – пермского возраста и ранжирование этих перспективных структур. Согласно результатам исследования [5], структура Nam Rong Nam является наиболее перспективной по качеству коллекторов.

*Таблица 1. Ранжирование перспективных структур*



№	Структуры	Кровля (м TVDss)	Точка перегиба (м TVDss)	Амплитуда (м)	Площадь (10 <sup>6</sup> м <sup>2</sup> )	Объем пород (10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> )	Объем по пористости (10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> )	Пористость	Ранжирование
1	Ham Rong Nam	3390	3800	410	12,5	3080	200,2	0,065	1
2	A	3450	3900	450	8,25	2230	122,7	0,055	2
3	Ham Rong	3380	3925	545	9,5	3110	155,5	0,05	3
4	B	3750	4100	350	4,5	950	42,8	0,045	4
5	C	3450	3800	350	4,8	1010	45,5	0,045	5
6	D	3750	4125	375	8,6	2580	77,4	0,03	6
7	Ham Rong Dong	3680	4000	320	18	3460	86,5	0,025	7

TVDss – фактическая вертикальная глубина от среднего уровня моря.

**Выводы.** Полученные промышленные притоки нефти и конденсата из карбонатных пород фундамента на структурах Ham Rong, Ham Rong Nam, Ham Rong Dong свидетельствуют о его высокой перспективности и необходимости проведения дополнительных поисковых работ и дальнейшего изучения геологического строения бассейна.

#### Литература

1. Гаврилов В.П., Леонова Е.А., Половинкин О.М., Михайленко С.П., Туманов С.В. Проблема заражения углекислым газом месторождений углеводородов бассейна Шонгхонг // Газовая промышленность. – 2015. - №2(718). – С. 40-43.
2. Гаврилов В.П., Леонова Е.А. Генерационно-аккумуляционный углеводородный потенциал Шонгхонгского прогиба (северный шельф Вьетнама) // Геология нефти и газа. – 2015. №4. - С.34-44.
3. Леонова Е.А. Геологическое строение и нефтегазоносность Шонгхонгского прогиба (северный шельф Вьетнама) // Труды РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2016. - № 2(283). – С. 15-23.
4. Pham H.Q, Bui T.N.P., Doan T.T. New findings from pre-Cenozoic basement rocks in Song Hong basin and their relation to petroleum formation // Petro Vietnam journal. – Vol 12/2015. – pp. 22-27.
5. Le Trung Tam. Reservoir characterization, geological model and hydrocarbon potential of pre-Cenozoic carbonate, Northeast Song Hong basin: Summary of the PhD thesis. Hanoi. – 2015. – 27 p.

## О ПЕРСПЕКТИВАХ ОБНАРУЖЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В ОТЛОЖЕНИЯХ ТАВРИЧЕСКОЙ СЕРИИ (ГОРНЫЙ КРЫМ)

*Никитин А.В. (Старооскольский филиал МГРИ-РГГРУ, nikav\_1960@mail.ru),  
Пилюгин С.М. (Старооскольский филиал МГРИ-РГГРУ, geoscience@yandex.ru)*

### Аннотация

В работе рассматриваются перспективы обнаружения углеводородов в таврической серии Горного Крыма на основе изучения её вещественного состава и геодинамической обстановки формирования.

**Ключевые слова:** Горный Крым, таврическая серия, пассивная окраина, флиш, углеводороды.

Ещё в 1934 г. в современных осадках Черного моря были обнаружены признаки восстановления битумной части органического вещества с изменением ее компонентного и элементарного состава в сторону нефти. В дальнейшие годы месторождения углеводородов были обнаружены на шельфе Чёрного и Азовского морей.

Детальное описание геологического строения и углеводородного потенциала Восточно-Черноморского региона и примыкающей к нему суши изучались в 2000-2006 гг при проведении геологоразведочных работ специалистами компаний Юкос, Total и многих других российских и зарубежных организаций [1]. В указанной монографии дана комплексная интерпретация геологического строения мезо-кайнозойских (юрско-миоценовых) отложений восточной части Чёрного моря и прилегающих территорий. Территория Крыма не охвачена детальными исследованиями на предмет нефтегазоносности. В то же время наиболее древние в Горном Крыму образования таврической серии представляют несомненный интерес с точки зрения перспектив обнаружения углеводородов. Они слагают все южное побережье Крыма, и значительную часть Горного Крыма между Главной и Предгорной грядами в бассейне рек Бельбека, Качи, Альмы и Салгира, образуя ядро крупного Качинского антиклинория.

Породы таврической серии представлены флишевой толщей, состоящей из ритмичного чередования аргиллитов, алевролитов и песчаников. В отдельных разрезах отмечается присутствие гравелитового компонента.

Гравелиты чаще тёмно-серые, сложены угловато-окатанными обломками кварца, и других осадочных и метаморфических пород. Изредка встречаются чешуйки мусковита, обломки полевых шпатов и кислых магматических пород. В составе цемента присутствуют: вторичный кварц, гидрослюда и кальцит. Цемент порово-контактный. Вторичный кварц выполняет трещины и образует регенерационные каёмки вокруг катаклазированных зёрен гравийной размерности. Гидрослюдистые агрегаты выполняют поры в цементе. Мощность гравелитовых прослоев 0,5-15 см в основании ритмов.

Песчаники представлены тёмно-серыми разнозернистыми - крупно- средне- и чаще мелкозернистыми. Состоят из обломков полевого шпата, слюды, и кварца в разных соотношениях. Слюда представлена единичными чешуйками биотита и гидрослюдизированного мусковита. Цемент контактовый, контактово-поровый кремнистый, карбонатно-кремнистый, гидрослюдисто-кремнистый и железисто-карбонатный, в количестве 20-25%. Встречаются точечные вкрапления пирита и углефицированные растительные остатки размером до 20x50 мм. Пористость песчаников небольшая от 0,3 до 3,6%. Мощность песчаных прослоев 0,4-2,0 м.

Алевролиты тёмно-серые до чёрных, иногда бурые или зеленовато – серые. С алевролитами как и с песчаниками связан углефицированный детрит, но меньшего размера (1-5мм). Кроме растительного детрита, заметного простым глазом, алевролиты содержат много растительного шлама. В минеральном составе алевролитов присутствует слюда, кварц и полевой шпат в различных соотношениях. Слюда представлена мусковитом, реже обесцвеченным биотитом. Много агрегатной гидрослюды. Цемент базально-поровый, иногда контактово-поровый кремнисто-гидрослюдистый. Отчётливая слоистость обусловлена ориентированным расположением чешуек слюды, агрегатов гидрослюды и послойным расположением растительного детрита размером до 1,5 - 2см. Мощность алевролитовых прослоев 1-30см

Аргиллиты тёмно-серые до чёрных с плоской угловато-щебенчатой отдельностью. Структура алевропелитовая и псаммо-алевропелитовая. Величина пористости до 3,2%. Содержание Сорг в аргиллитах достигает 1,39. Среди глинистых минералов главная роль принадлежит гидрослюдистым минералам с неразбухающей решёткой. В отдельных образцах отмечается значительная примесь монтмориллонита. Во фракции менее 0,001мм содержится адсорбционная вода в количестве от 6,48 до 16,46%. Мощность аргиллитовых слоёв от нескольких миллиметров до нескольких метров

В породах Таврической серии широко развиты карбонатные и пиритовые конкреции [2].

Наибольшее количество нефтяных углеводородов образуется за счет термического преобразования глубоко захороненного органического вещества в недрах, прогретых до температур примерно от 60 до 150°С [3].

Вассоевичем была составлена, шкала катагенеза. Главная фаза нефтеобразования ГФН во время развития которой и происходит рождение собственно нефти связана с этапами катагенеза, протекающими при мощности покрывающих отложений 2-4 км и  $t = 80-150^{\circ}\text{C}$ . Отвечающая Главной фазе нефтеобразования Главная зона нефтеобразования (ГЗН) располагается в интервале трех подзон катагенеза — МК<sub>1</sub> МК<sub>2</sub>, МК<sub>3</sub>. В ГЗН. Температуры ГЗН, варьируют в пределах кровли 50-100°С, подошвы 150-210°С, глубины ГЗН 1,5-3,5 км. При этом происходит перестройка глинистых минералов — гидрослюдизация монтмориллонита, сопровождающаяся выделением воды, способствующей миграции образовавшихся углеводородов.

До глубины 2,2—2,3 км карбонаты в цементе песчаников активно выщелачиваются. Глубже в связи с повышением температуры понижается растворимость карбонатов, и они выпадают в твердую фазу. При температуре выше 75°С за счет гидролиза рассеянных в глинистых породах карбонатов (в частности сидерита) выделяю большие объемы CO<sub>2</sub>. В результате воздействия на осадочные породы CO<sub>2</sub>, и органических кислот, которые образуются из органического вещества глин, чередующихся в резервуарах с песчаниками и алевролитами идёт процесс декарбонатизации, вызывая выщелачивание карбонатов и возникновение вторичной пористости. К улучшению коллекторских свойств приводит и трансформация глинистых минералов. [4].

Согласно исследованиям [2] стадия диагенеза в породах таврической серии Крыма была, очевидно, кратковременной в условиях быстрого погружения. В позднем катагенезе преобразование глинистого вещества привело к концентрации гидрослюдистых маложелезистых минералов мусковитового типа с незначительным количеством адсорбционной воды.

В структурном отношении отложения таврической серии интенсивно перемяты с образованием разнообразных складок. Формирование флишевой толщи происходило в условиях пассивной окраины Тетиса в интервале  $T_3 - J_1$ . По последним данным [5] верхняя возрастная граница может быть моложе на основании находок среднеюрских фораминифер в аргиллитах таврической серии. Мощность таврической серии оценивается в 4,5 км, а возможно и больше т.к. контакт с нижележащими отложениями нигде не вскрыт.

По современной статистике, большинство выявленных запасов углеводородов, приурочено именно к пассивным окраинам континентов. Эта закономерность неоднократно отмечалась многими геологами (А. А. Геодекян, А. Забанбарк, А. И. Конюхов, Л. Э. Левин, В. Я. Троцюк, В. Е. Хаин и др.). По их данным, с пассивными окраинами континентов связано 7/8 всех выявленных запасов нефти и газа.

Пассивные окраины, наследуют в своём развитии изначально рифтовые осадочно-породные бассейны [6], наличие которого предполагается в основании таврической серии [1, стр.22]. Последующая эволюция пассивных окраин сопровождается опусканием их фундамента и дополнительным осадконакоплением.

В основании пассивной окраины у подножия континентального склона в результате схода мутьевых потоков (турбидитов) формируется мощная (до 10–15 км) линза осадочных пород. По данным А.П. Лисицына объем осадочного материала нередко достигает 10–30 км<sup>3</sup>, а масса — в десятки миллиардов тонн [7]. Если учесть, что континентальные склоны и материковые подножия характеризуются максимальным содержанием  $C_{орг}$ , то становится понятным источник углеводородов.

Придонная геохимическая обстановка носила восстановительный характер, не исключено и сероводородное заражение донных осадков. При таких обстоятельствах, считают Е. Зейболд и В. Бергер, сохранение органического вещества должно быть идеальным [8].

Анализ аргиллитов таврической серии на содержание металлов-примесей (Co, Ni, Sc, Y, Zr, La, Ce, Pr, Dy, Er, Yb, U) [9] позволяет сделать вывод о том, что флиш патильской толщи таврической серии характеризуется оптимальным соотношением данных элементов для нахождения в нем нефти и газа [10].

Кроме того, трековый анализ апатитов из песчаников таврической серии [9] показал, что температура их преобразования составляет 140–160<sup>0</sup>С. Это свидетельствует о том, что во флише таврической серии существовали благоприятные условия по крайней мере для генерации газа, так как температура больше 140<sup>0</sup>С соответствует зоне газообразования.

Таким образом, вещественный состав и структурное положение таврической серии создают предпосылки для образования углеводородов. Для подтверждения данных выводов необходимо: детальное изучение степени катагенетических преобразований пород, геофизические исследования и бурение. Буровые работы предпочтительнее проводить в зонах разрывных нарушений [11], так как обстановки вдоль отдельных разломов, а также места пересечения разнонаправленных сдвигов имеют принципиальное значение для мигрирования углеводородов и должны учитываться при выборе мест для бурения скважин. Наиболее благоприятными зонами являются разрывные нарушения транспрессионного и в меньшей степени трансенсионного типа [12] наличие которых подтверждается в статье [13] по изучению складчатых деформаций таврической серии.

### Литература

1. Афанасенков А.П. Геологическое строение и углеводородный потенциал Восточно-Черноморского региона // А.П. Афанасенков, А.М. Никишин, А.Н. Обухов / М.: Научный мир, 2007.-172с.



2. Логвиненко Н.В. Литология и генезис Таврической формации Крыма // Н.В.Логвиненко, Г.В.Карпова, Д.П.Шапошников / Изд-во Харьковского госуниверситета, Харьков, 1961г. 404с.
3. Бакиров Э.А. Геология нефти и газа М: Недра, 1990, 240 с.
4. Геология и геохимия нефти и газа: Учебник / О.К. Баженова, Ю.К. Бурлин, Б.А. Соколов, В.Е. Хаин.- М.: Изд-во “Академкнига”, 2004г.- 415с
5. Аркадьев В.В. Фёдорова А.А. Новые данные о возрасте Таврической серии в бассейне р. Бодрак (юго-западный Крым) / Труды Крымской Академии наук. Симферополь, ИТ “АРИАЛ”. 2018. с.43-49
6. Никитин А.В. К вопросу о геодинамических обстановках формирования месторождений нефти и газа // материалы XVII Международн. конференция “Новые идеи в науках о Земле” // Москва, 2017.с.94-95
7. Лисицын А.П. Лавинная седиментация и перерывы в осадконакоплении в морях и океанах /. - М.: Наука, 1988. - 309 с.
8. Мусатов Д.И., Межеловский Н.В. Значения рифтогенных структур для формирования нефтегазоносных бассейнов и месторождений (с позиций гипотезы глубинных газов Земли). Обзор. Общая и региональная геология, геологическое картирование, М.: Изд-во ВНИИОЭНГ МГ СССР. 1982.
9. Шурунов А. В. Флишевые отложения таврической серии Горного Крыма и оценка их нефтегазоносности. // А. В. Шурунов, А. Б. Морозова / Материалы IV Международной научно-практической конференции молодых ученых и специалистов памяти академика А.П. Карпинского, 16–20 февраля 2015 г., Санкт-Петербург, ФГУП «ВСЕГЕИ». – СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ. 2015. с.388-389
10. Маракушев А. А. Геохимия и генезис чёрных сланцев /Вестник института геологии Коми научного центра Уральского отделения РАН. 2009. №7
11. Никитин А.В. Роль сдвиговых деформаций в формировании месторождений углеводородов. // I Международная научная конференция: «Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ» 24 – 26 ноября 2017 Пермь, Россия с.271-275
12. Филиппович Ю. В. Сдвиговая тектоника в районе Надым-Тазовского междуречья и методика прогноза нефтяных залежей. Автореферат дисс. канд. геол.-мин. наук. Москва, МГУ, 2012.
13. Гончар В.В. Лежачие складки и кливаж таврической серии как структуры раннего этапа растяжения в Горном Крыму // Геофизический журнал №6. Т.36. 2014 с .113-128

## КАЙНОЗОЙСКИЕ ДИСЛОКАЦИИ ПРИОРОГЕННЫХ ПРОГИБОВ СЕВЕРО-ЗАПАДНОГО КАВКАЗА

*Попков И.В., \* Попков В.И., Дементьева И.Е.*

*Кубанский государственный университет, e-mail: geoskubsu@mail.ru*

### Аннотация

Рассмотрены структурные особенности дислокаций предгорных прогибов Северо-Западного Кавказа. Показана определяющая роль горизонтального сжатия в их формировании.

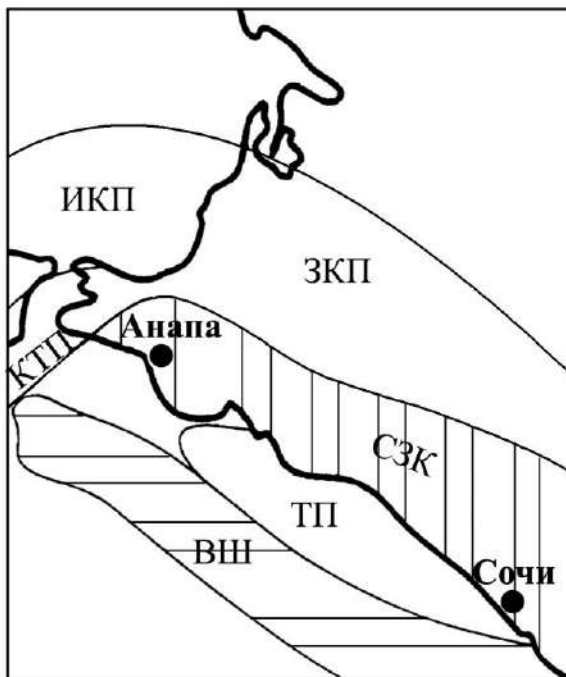
**Ключевые слова:** краевой прогиб, складки, надвиги, тангенциальное сжатие.

Горно-складчатое сооружение Западного Кавказа с трех сторон ограничено глубокими прогибами, выполненными мощными майкопскими и неоген-четвертичными отложениями (рисунок 1). Наиболее глубоко погружен Туапсинский прогиб, лежащий почти целиком в акватории Черного моря и лишь своим юго-восточным замыканием выходящий на сушу в виде Сочи-Адлерской депрессии [2]. Он резко асимметричен в поперечном сечении. Кровля эоцена полого погружается от свода вала Шатского с глубин 4-5 км на своде вала до глубин 9-10 км в осевой части Туапсинского прогиба. Северо-восточное крыло прогиба, узкое и крутое, почти совпадает в плане с современным континентальным склоном Черноморской глубоководной впадины. По форме Туапсинский прогиб похож на Западно-Кубанский (наземная часть Индоло-Кубанского прогиба). Оба вытянуты вдоль Западного Кавказа и асимметричны: отличаются очень крутыми прикавказскими бортами и пологими внешними. Но в Туапсинском прогибе средняя мощность майкопской серии около 5 км, а в Западно-Кубанском прогибе - 2-2.5 км, средние мощности миоцен-плиоценовых пород наоборот выше в Западно-Кубанском прогибе по сравнению с Туапсинским прогибом – 3 км и 1.5 км соответственно.

Керченско-Таманский прогиб, в отличие от первых двух, располагается под косым углом к простиранию Западного Кавказа. По глубине погружения и мощности майкопских отложений Керченско-Таманский прогиб приближается к Туапсинскому. Но он более узок, и оба его борта имеют примерно одинаковую крутизну. На северо-востоке Керченско-Таманский прогиб смыкается с Западно-Кубанским, и пучок антиклинальных складок, его заполняющих, плавно переходит в полосу западнокубанских антиклиналей. Северо-западный его борт несколько расплывчат, гранича с глубоко погруженной периферией Феодосийского выступа и Пантикапейским поднятием. Юго-восточный борт образован Анапским выступом и Барьерной антиклиналью [2].

В пределах Керченско-Таманского прогиба широко развита эшелонированная система складчато-надвиговых дислокаций антикавказского простирания, представляющих собой морское продолжение антиклинальных зон Таманского полуострова (рисунок 2). В их строении принимают участие отложения майкопской серии (толщина до 4000 м и более), надмайкопские осадочные комплексы (до 1000 м), палеоцен-эоценовые (до 2000 м и более) и верхнемеловые отложения [1, 2]. Структура последних изучена слабо. Складки юго-восточной вергентности. Поверхности надвигов в верхних секциях разреза крутые, с глубиной они выполаживаются в северо-западном направлении. Часто они имеют чешуйчатую и У-образную форму. Максимально дислоцированы породы во фронтальных частях надвигов, в результате чего сейсмическая запись становится хаотической, трассирование отражений затрудняется. Не исключено, что на таких участках может происходить тектоническое нагнетание

пластичных толщ майкопа в своды антиклиналей при существенном увеличении их дислоцированности. В межантиклинальных зонах слои имеют пологоволнистое залегание.



*Рисунок 1. Тектоническая схема Северо-Западного Кавказа и прилегающих кайнозойских прогибов. СЗК – Северо-Западный Кавказ; ЗКП – Западно-Кубанский прогиб; ИКП – Индоло-Кубанский прогиб; КТП – Керченско-Таманский прогиб; ТП – Туапсинский прогиб; ВШ- вал Шатского.*

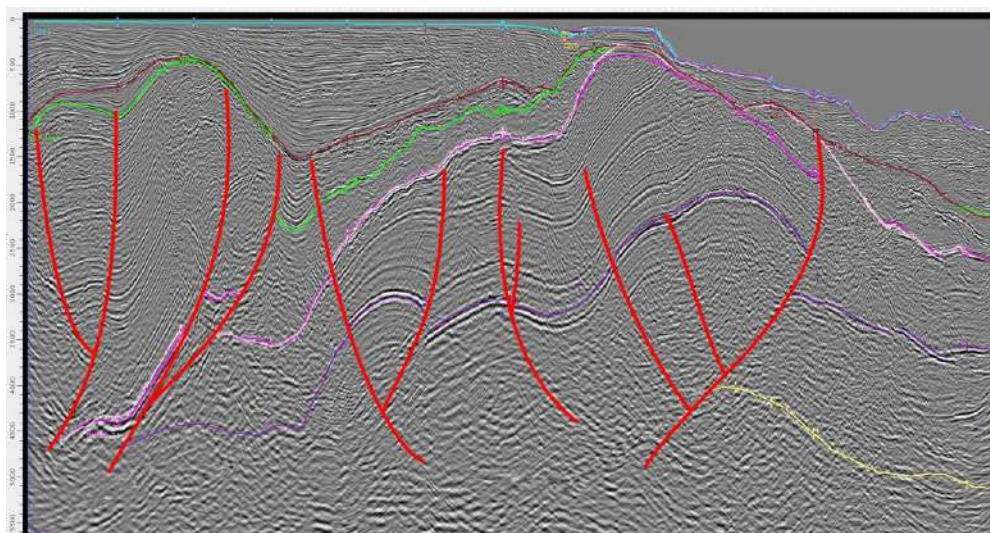
При приближении к береговой линии и далее на суше простирание акваториальных антиклинальных зон меняется на общекавказское. Антиклинальные зоны Таманского полуострова, как известно, несут в себе грязевые вулканы.

С юго-востока область складчато-надвиговых структур Керченско-Таманского прогиба от Анапского выступа отделяет региональный Пионерский надвиг [2]. Этот надвиг является самым южным из ему подобных, с которыми связана система асимметричных складок, в строении которых основная роль принадлежит майкопским отложениям. В пределах большей части Анапского выступа майкопские отложения уничтожены эрозией. Дислокации, развитые в палеоцен-эоценовых и меловых отложениях, не имеют явной чешуйчато-надвиговой природы и ярко выраженной вергентности. Контролирующие их надвиги и взбросы часто У-образного, иногда «ветвящегося» вида, в результате чего их плоскости сходятся с увеличением глубины, образуя клинообразные формы. Поверхности основных надвигов имеют тенденцию выполаживания с глубиной.

Располагающийся восточнее Туапсинский прогиб резко асимметричен, выполнен на большей его части складчато-надвиговыми дислокациями. Простирание их типично кавказское. Вергентность юго-юго-западная, как и у структур Новороссийско-Лазаревского синклиория на суше. Морфология их схожа с Керченско-Таманскими дислокациями. Примечательно, что в пределах южных зон прогиба домайкопские отложения не дислоцированы и моноклинально погружаются под более северные аллохтонные структуры. По мере приближения к Новороссийско-Лазаревскому синклиорию в складчатость вовлекаются меловые и палеоцен-эоценовые отложения в переходных фациях от Восточно-Черноморской плиты к



флишевым образованиям Западного Кавказа. На участке между г. Новороссийском и г. Сочи значительная часть этих переходных толщ оказалась пододвинутой под последние [2, 3]. Полоса развития флиша прослежена вдоль побережья от г. Анапы до г. Сочи. Несколько западнее г. Сочи южная граница флишевых образований пересекает береговую линию и в районе антиклинали Ацху-Кацирха они по системе надвигов сочленяются с майкопской толщей Сочи-Адлерской депрессии [2]. Граница сочленения разнотипных зон на северо-западных участках этого района перекрыта Воронцовским покровом.



*Рисунок 2. Временной разрез, иллюстрирующий строение дислокаций акваториальной части Керченско-Таманского прогиба*

Располагающийся к северу от складчато-орогенных сооружений Западного Кавказа Западно-Кубанский предгорный прогиб заложен в олигоцене на южном погружении Скифской плиты. В результате мощного латерального сжатия и горизонтальных тектонических перемещений южное его крыло оказалось практически погребенным под аллохтонными структурами Собербаш-Гунайского синклиория [4]. В результате прогиб имеет асимметричное строение, а его ось прижата к фронту Ахтырского надвига. Последний имеет сложное чешуйчатое строение и состоит из серии более мелких надвигов. К северу от главного надвига отчленяются более мелкие, второстепенные надвиги, контролирующие местоположение более отдельных антиклиналей. Тангенциальный стресс передавался и в более северные районы, что привело к образованию протяженных принадвиговых антиклинальных зон в центральной и северной частях прогиба (Анастасиевско-Троицкая и др.).

Крайне важным является установленный факт приуроченности антиклинальных ловушек к фронтальным частям надвигов. Складки, по мере выполаживания с глубиной контролирующего их надвига, закономерно смещаются вместе с ним в сторону падения плоскости сместителя. При этом они могут уменьшаться в амплитуде вплоть до полного расформирования [6]. Смещение в плане сводов поднятий достигает 1000 и более метров. Основываясь только на структурном плане верхних стратиграфических горизонтов при целевых более глубоких объектах, можно не вскрыть их и вывести площадь из бурения как бесперспективную. В тоже время, при недостаточности фактического материала о глубинном строении объекта наличие асимметричного крутого крыла складки может служить указанием на направление падения контролирующего её надвига и планового смещения свода по более древним отложениям.



Что касается поднадвиговых зон, то на сегодняшний день они практически не изучены. Один из первоочередных районов, который может представлять значительный интерес - поднадвиговая часть Ахтырского аллохтона. Ширина ее может достигать 6 - 10 км, а местами, возможно, и 15 км. Продуктивными здесь могут быть не только кайнозойские, но и мезозойские отложения. Учитывая доказанную продуктивность аллохтона Ахтырского надвига, вероятность открытия здесь скоплений УВ очень высока [5]. Несомненно, что его внутренняя структура будет коренным образом отличаться от аллохтонной части. Геологическая информация о строении поднадвиговой зоны практически отсутствует. В связи с этим здесь целесообразно бурение параметрических скважин, глубиной 5 – 6 км и проведение дополнительных геофизических исследований.

Таким образом, структура кайнозойских прогибов свидетельствуют о том, что они возникли в коллизионных обстановках. При этом складчато-надвиговые структуры Туапсинского прогиба развиваются в результате поддвига Закавказской плиты под Кавказ. Формирование структур Керченско-Таманского прогиба и Анапского выступа можно объяснить присутствием сдвиговых позднеплиоценовых перемещений в области Северо-Западного Кавказа, связанных с «косым» движением в север-северо-западном направлении Восточно-Черноморской плиты.

Изложенные представления об особенностях строения и формирования основных структурных элементов рассмотренного региона позволяют внести коррективы в оценку перспектив его нефтегазоносности, определить возможные типы ловушек и направление дальнейших геолого-геофизических исследований.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ и Администрации Краснодарского края, проекты 19-45-230006 р\_юг\_а, 19-45-233002 р\_юг\_мол\_а.

### Литература

1. Исмаилов Д.Ф., Козлов В.Н., Попков В.И., Терехов А.А. Генезис нефтегазоносных структур Таманского полуострова и прилегающей акватории Черного моря // Материалы V международной конференции. Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазовая геология в XXI века. М: МГУ, 2001. Ч. I. С. 167-169.
2. Исмаилов Д.Ф., Козлов В.Н., Попков В.И., Терехов А.А. Геологическое строение Керченско-Таманского шельфа. Ставрополь: СевКавГТУ, 2002. 75 с.
3. Попков В.И. Складчато-надвиговые дислокации Таманского шельфа как индикатор геодинамической обстановки замыкания Северо-Западного Кавказа // 7-я Международная конференция по тектонике литосферных плит им. Л.П. Зоненшайна. М.: Научный мир, 2001. С.395-398.
4. Попков В.И. Чешуйчато-надвиговое строение Северо-Западного Кавказа // Доклады РАН. 2006. Т. 411. № 2. С. 223-225.
5. Попков И.В., Попков В.И. Перспективы нефтегазоносности зоны сочленения Западно-Кубанского прогиба и Северо-Западного Кавказа // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов Академия наук Республики Башкортостан. 2016. № 22. С. 46-50.
6. Попков В.И., Попков И.В. Структурно-тектонические предпосылки нефтегазоносности и возможные типы ловушек нефти и газа в складчато-орогенных зонах на примере Северо-Западного Кавказа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2017. Т. 12. № 2. – [http://www.ngtp.ru/rub/4/14\\_2017.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/14_2017.pdf).

## ПАЛЕОЗОЙ ЗАПАДНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ

Пинчук Т.Н.,\* Попков В.И.

(Кубанский государственный университет, e-mail: geoskubsu@mail.ru)

### Аннотация

Изложены сведения о вещественном составе и степени вторичных преобразований палеозойских толщ Западного Предкавказья, относящихся к разряду потенциально нефтегазоперспективных.

**Ключевые слова:** литологический состав, степень катагенеза, метаморфизм, перспективы нефтегазоносности.

Палеозойские отложения Западного Предкавказья изучены слабо и неравномерно. Большинство скважин, вскрывших палеозойские образования расположено в Западно-Ставропольской впадине. На максимальную (более 300 м) мощность они вскрыты в восточной (площади Ильская, Тихорецкая, Новокубанская и др.) и в центральной частях Краснодарского края (площадь Великая). В большинстве скважин отложения вскрыты на незначительную глубину, керн отбирался в очень малых количествах, а петрофизические свойства пород не изучались в необходимом объеме.

По периферии Калниболотского выступа развиты кварциты и кварцитовидные песчаники (Терновская, Майская, Ильинская, Крутая, Новопокровская площади). В некоторых скважинах (Ильинская №2) они залегают ниже углисто-глинистых сланцев, относимых к карбону, в других (Майская, Крутая) они выходят непосредственно на домеловую поверхность. На разведочных площадях Терновской и Ново-Покровской также вскрыты темно-серые и серые плотные кварциты и кварцито-песчаники. Породы в значительной степени катаклазированы и метаморфизованы. Структура их бластосаммитовая и гранобластовая. На Шкуринско-Мечетинской среди кварцитов и кварцито-песчаников были обнаружены прослой сланцев темно-серого цвета с углами наклона слоев в 38—40°. Под микроскопом они имеют бластопелитовую структуру и тончайшую сланцеватую текстуру. Значительное содержание углистого вещества и серицита приближает их к углисто-серицитовым сланцам.

Образования нижнего палеозоя известны и в пределах Западного Предкавказья на северо-западном замыкании Расшеватско-Кропоткинской зоны поднятий в скв. №2 Южно-Леушковской. Здесь под красноцветами перми на глубине 3613 м вскрыты альбит-слюдисто-кварцевые и слюдисто-кварцевые сланцы, серые с розовым и зеленоватым оттенком, мощностью 188 м. Сланцы претерпели интенсивный дислокационный метаморфизм и превратились в тектоническую брекчию. По данным определения абсолютного возраста К-Аг методом (434+14 млн. лет) они относятся к среднему ордовику-среднему силуру.

Отложения среднего палеозоя, предположительно девонского возраста, вскрыты на Александровской площади. Разрез представлен чередованием лилово-серых, зеленовато-серых, красно-бурых сланцев с песчано-глинистыми породами. В кирпично-красных сланцах выделены споры франского и франского+живетского ярусов.

В пределах других территорий Западного Предкавказья к девону отнесены пестроцветные филлитовидные сланцы, развитые и на некоторых площадях Армавиرو-Невинномысского вала (Гусаровская, Яснополянская, Надзорненская) и Расшеватско-Кропоткинской зоны поднятий. Девонский возраст пород подтверждается также и палинологическими определениями в сланцах Невинномысской площади [2].

В Темижбекском прогибе девон развит на достаточно ограниченной территории и представлен светло-серыми и зеленовато-серыми филлитами и глинисто-хлоритовыми сланцами. По-видимому, такой же возраст имеют филлиты, встреченные некоторыми скважинами Бейсугской, Западно-Бейсугской, Неизвестной и Октябрьской площадей в акватории Азовского моря. На Бейсугской площади в скв. №201 под маломощными (50м) верхнетриасовыми аргиллитами на глубине 1440 м вскрыты серицит-кварцевые и хлорит-кварцевые сланцы и кварциты, толщиной более 180 м. Падение слоев достигает 40-60°. В скв. №202 Бейсугской площади, на глубине 1710 м под отложениями нижнего мела вскрыты известковистые сланцы серые, оталькованные по плоскостям сланцеватости, трещиноватые. Сланцеватость под углом 70°.

На Неизвестной площади под отложениями тихорецкой свиты скважины вошли в метаморфизованные породы палеозоя и прошли по ним соответственно 210 и 80 м. Керн, поднятый только из самых верхов толщи (940-942 м), представлен филлитовидными сланцами светло-зеленовато-серой окраски с примесью алевроитового и псаммитового материала, иногда концентрирующегося в виде линз (до 1,5 см). Сланцеватость под углом 45°. Кварц-серицитовый сланец с гранолепидобластовой структурой и сланцеватой текстурой. В скв. №286 Неизвестной площади керн представлен светло-зеленовато-серыми филлитовидными сланцами с прослоями плотного метаморфизованного светло-серого песчаника. Породы трещиноватые со слабозаметной сланцеватостью под углом 30°. Сланцы серицитовые с лепидобластовой структурой и сланцеватой текстурой. Песчаники кварцевые, крупно-среднезернистые с бластопсаммитовой структурой и сланцеватой текстурой. Порода представляет собой песчаник с первоначально глинистым цементом, подвергшийся действию однонаправленного давления, в результате чего обломки кварца (до 1,1 мм) приобрели характерные структуры перекристаллизации под давлением.

Верхнепалеозойские отложения представлены образованиями карбона и широко распространены в пределах Предкавказья [1, 2]. Фаунистически охарактеризованные палеозойские отложения впервые были установлены в Песчанокопской опорной скважине, где они представлены углисто-серицитовыми и углисто-карбонатно-хлоритовыми сланцами с прослоями аркозовых кварцитовидных песчаников и окремнелых известняков. Н.А. Редичкин обнаружил фауну фораминифер: *Brunsia pulchra* Mikh., *Glomospira gordialis* Jones et Parker, *Tolypamma vagans* (Brady), *Archaeosphaera grandis* Lip. и др., что позволило ему отнести эти породы к среднему карбону (турне - визе).

Юго-восточнее Песчанокопской скважины на Привольненской площади под отложениями нижнего мела пройдены известняки темно-серые, мелкокристаллические, дислоцированные, вскрытая мощность которых до 273 м. Углы падения известняков 50-70. Кроме неопределимых ядер фораминифер других органических остатков в известняках не обнаружено. Тем не менее, можно допустить их раннекаменноугольный возраст. Кроме того, фауна визе обнаружена в обломках известняка из скв. №5 Красногвардейской площади (Ладовская впадина). Вмещающие породы, по всей видимости, являются более молодыми (триас), поскольку по литологическим особенностям и степени преобразованности они похожи на таковые из скв. №1 этой же площади, где для них по макрофауне (пеллециподы) установлен ранне- и среднетриасовый возраст. Тем не менее, характер обломков свидетельствует, что в составе домезозойского фундамента северной части центрального Предкавказья широким распространением пользуются карбонатные породы каменноугольной системы. Нижнекаменноугольные растительные остатки были обнаружены в керне ряда скважин, расположенных на Ставропольском своде и Армавино-Невинномыском валу.

Возможно существования зоны развития карбонатной формации карбона в северной части территории (Привольненская и близлежащие площади). Вероятно, что зона преимущественного развития карбонатных образований протягивается как к юго-востоку (в сторону Гаевской площади), так и к северо-западу от последней, вплоть до Ново-Пашковской площади. Карбонатные образования (известняки и известковые сланцы) встречены также на Алексеевской площади.

В большинстве случаев отложения нижнего карбона представлены глинистыми, углисто-глинистыми и кремнисто-глинистыми сланцами. Сланцы, как правило, серые, темно-серые до черных. Нередко наблюдается переслаивание сланцев с маломощными (3-6 мм) прослоями светло-серых алевролитов. Породы интенсивно дислоцированы (углы падения до  $90^\circ$ ), часто встречаются зеркала скольжения, трещины различной ориентировки, нередко выполненные кварцем или кальцитом. Сланцы характеризуются микролепидобластовой структурой, алевролиты - бластоалевролитовой. В составе сланцев преобладает гидрослюдистый материал, почти всегда с углистыми образованиями. Некоторые разности содержат значительные количества кремнистого материала. Кремнистый материал, представленный скрытокристаллическим халцедоном и кварцем, образует мелкие линзовидные скопления.

На Ильинской площади наиболее полный разрез карбона вскрыт в скв. №2, которая прошла по палеозою 319 м при средних углах падения  $60^\circ$ . По разрезу карбона вскрыты: в верхней части глинистые и углисто-глинистые сланцы, аналогичные описанным выше, а в нижней части - серые плотные кварциты.

В западной части Краснодарского края палеозойские образования, относимые нами к каменноугольной системе [2], вскрыты на Бейсугской структуре. В скважине №35 метаморфические и магматические образования, относимые к каменноугольной системе, залегают на глубине 1503 м под нижнемеловыми отложениями. Верхняя часть толщи представлена углисто-глинистыми темно-серыми сланцами с горизонтальной и наклонной (до  $15^\circ$ ) сланцеватостью.

В северной части Центрального Предкавказья с пермскими красноцветами связана газовая залежь на Расшеватской площади. Здесь в их составе выделяется две толщи. Нижняя – грубообломочная, представлена красно-бурыми брекчиями, конгломератами, которые сложены обломками кремнистых пород, серицитовых, кремнисто-карбонатных и глинистых сланцев, кварцево-сланцевых рассланцованных алевролитов и песчаников, ожелезненных аргиллитов и эффузивных пород. Верхняя – песчано-глинистая толща, сложена переслаивающимися алевролитами, аргиллитами и песчаниками светло-серых, буроватых и темно-бурых тонов. По всей толще встречаются прослои бурых гравелитов и брекчий. Ни в одной из скважин здесь они не пройдены полностью. Наибольшая мощность пермских отложений составляет 660 м (в скв. № 122). В купольной части центрального и юго-восточного поднятия в скв. №№ 35, 46, 45, 24 вскрыта только нижняя грубообломочная толща (до 115 м). В скважинах, расположенных на погружении (№№ 27, 42, 45, 122, 123), вскрыты обе толщи. Мощность верхней составляет 76-100 м, а наибольшая вскрытая мощность нижней толщи (скв. №122) составляет 568 м. В скв. №48, расположенной на западном погружении поднятия, и в скв. №126 на северо-западном поднятии вскрыт иной тип разреза пермских отложений. Представлен он чередованием мелкозернистых песчаников, алевролитов и аргиллитов с прослоями брекчий. Породы темно-сиреневые, розоватые, темно-серые и буровато-серые. В красноцветах встречены споро-пыльцевые комплексы, в основном мезозоя и, реже, перми.

Западнее Ставропольского свода разрез пермских отложений начинается красноцветными конгломератами, гравелитами и песчаниками, залегающими несогласно на разновозрастных породах фундамента. На некоторых участках



(Армави́ро-Невинно́мысский вал) среди терригенных осадков отмечаются эффузивные и пирокластические образования. Вскрытая мощность перми колеблется от первых десятков до сотен метров в южной части Западно-Ставропольской впадины.

В северной части территории Краснодарского края, примыкающей к зоне распространения архейских образований, возможно, развиты также переходные образования от палеозоя к триасу. Исследователи, изучавшие эти отложения ранее, относили толщу пород, вскрытую под отложениями нижнего мела на площадях Щербиновской и Албашинской как к палеозою-докембрию (Егоян, 1975), так и к триасу-юрю (Щерик Е.А., 1964). Необходимо отметить, что имеются и другие мнения относительно возраста пород, вскрытых под нижнемеловыми отложениями в скв. № 1 Станичной. Так, С.И. Близниченко (1974) их возраст датирует как каменноугольный.

Таким образом, вскрытые скважинами палеозойские толщи Западного Предкавказья, за исключением красноцветных пермских отложений, представлены преимущественно первично осадочными терригенными и карбонатными образованиями, метаморфизованными на стадии зеленосланцевого регионального метаморфизма. Естественно, что это привело к практически полной утрате ими первичных емкостно-фильтрационных свойств. Однако это не может служить основанием для отнесения их к категории бесперспективных в отношении нефтегазоносности. Практика геологоразведочных работ в западных районах Туранской плиты и других регионах свидетельствует о возможности открытия в породах складчатого основания молодой платформы промышленных скоплений нефти и газа [3 - 5 и др.]. Обнадеживающие результаты в виде притоков и нефтегазопроявлений получены и в Предкавказье на Армавирской, Александровской, Тульской, Кармалиновской и других площадях. На Кушевском месторождении оказались продуктивны не только нижние горизонты осадочного разреза, но предполагаемая кора выветривания, развитая на породах фундамента.

Несомненно, что основной задачей, стоящей перед геологами-нефтяниками, является разработка эффективной методики прогноза и поиска ловушек нефти и газа в этом сложно построенном комплексе пород, поскольку традиционные методы и подходы, применяющиеся для осадочных толщ, здесь не эффективны.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ и Администрации Краснодарского края, проект 19-45-230005 юг\_a и проекта РФФИ 19-05-00165\_a.

#### **Литература**

1. Летавин А.И. Фундамент молодой платформы юга СССР. М.: Наука, 1987. 152 с.
2. Попков В.И., Пинчук Т.Н. Литология палеозойских отложений Западного Предкавказья // Геология, география и глобальная энергия. 2011. № 3 (42). С. 71-77.
3. Попков В.И. Нефтегазоносность гранитов (на примере месторождения Оймаша) // Генезис нефти и газа: Материалы Международной конференции. М.: ГЕОС, 2006. С.140-142.
4. Попков В.И. Модель резервуара залежи УВ в гранитном массиве месторождения Оймаша и перспективы поисков новых скоплений нефти и газа в фундаменте Скифко-Туранской платформы // Новые идеи в геологии нефти и газа – 2017. Сборник научных трудов (по материалам Международной научно-практической конференции). Ответственный редактор А.В. Ступакова. М.: МГУ, 2017. С. 273-278.
5. Попков В.И., Попков И.В. Палеозой складчатого основания Скифско-Туранской платформы и перспективы его нефтегазоносности // Экзолит – 2018. Литогенез: стадийность, процессы и динамика. М.: МАКС Пресс, 2018. С. 88-90.

## СИСТЕМНО-ИСТОРИЧЕСКИЙ ПОДХОД И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА КАСПИЙСКОГО РЕГИОНА

Серикова У.С. (МГРИ, [lubava45@gmail.com](mailto:lubava45@gmail.com))

### Аннотация

В докладе описывается системно-исторический подход и методы исследований при изучении объектов нефтегазового комплекса Каспийского региона. Известно, что системный подход позволяет с более широких познавательных позиций изучить сложнейшие объекты и процессы, установить их целостность и структуру, выявить основу (механизм) целостности объекта, определить и объяснить многообразие связей элементов системы, дать системно-исторический анализ развития системы и взаимодействия ее с окружающей средой.

**Ключевые слова:** Системный подход, Каспийский регион, нефтегазовый комплекс, объекты изучения.

Системный подход - это подход, при котором любая система (объект) рассматривается как совокупность взаимосвязанных элементов (компонентов), имеющая выход (цель), вход (ресурсы), связь с внешней средой, обратную связь. Системный подход представляет собой форму приложения теории познания и диалектики к исследованию процессов, происходящих в природе, обществе, мышлении. Его сущность состоит в реализации требований общей теории систем, согласно которой каждый объект в процессе его исследования должен рассматриваться как большая и сложная система и одновременно как элемент более общей системы.

Важный процедурный этап системного подхода - выделение системы, определение ее границ и отличий от вмещающей среды. Выделение систем- процедура далеко не однозначная и зависит от целей и методов исследования реальных объектов или явлений, в том числе объектов и явлений исторического характера. Известная относительность границ между системой и средой или между элементами (подсистемами) данной системы в истории очевидна, поскольку историографические системы почти никогда не бывают закрытыми, постоянно обмениваются с внешней средой. Обособление или выделение историографических систем всегда несет в себе некоторую условность и зависит от тех целей, которые ставит перед собою исследователь в соответствии с которыми а также с основными характеристиками исследуемых систем (структура, функция, история) системный анализ может быть подразделен на: *системно-исторический, системно-элементный или системно-комплексный, системно-структурный, системно-функциональный, системно-целевой, системно-ресурсный, системно-интеграционный, системно-коммуникационный, и др виды анализы*

Для решения поставленных задач и в соответствии с основными характеристиками систем (история, структура, функция) в работе было использованы *системно-исторический анализ*, позволяющего выяснить условия во времени возникновения исследуемой системы-нефтегазового комплекса Каспийского региона (НГК КР), пройденные ею этапы, *системно-структурный* выявляющий современные структуру и ресурсную базу нефтегазового комплекса и *системно-функциональный анализ* заключающегося в выявлении процессов требующихся для функционирования системы, для решения системой той или иной проблемы современного состояния и перспективы ее развития. Системно-исторический анализ на базе системно-структурных и системно-функциональных исследований является одним из основных научных методов истории. Исследования основанные на ретроспективных

реконструкциях, включают больше информации, чем исследования, основанные на пространственной экстраполяции, поэтому они более эффективны при построении прогнозных моделей и решении практических задач.

Главными характеристиками систем являются структура (совокупность отношений между элементами системы), функция (совокупность реакций системы на изменение условий внутренней и внешней среды) и история (длительные, как правило, необратимые изменения); эти три взаимосвязанных аспекта, отвечающие существованию, проявлению и становлению системы, характеризуют ее в целом. Для решения поставленных задач нефтегазовый комплекс Каспийского региона рассматриваются в качестве макросистемы состоящих из трех целостных мегасистем: **ретроспективной** (исторические и генетические-описывающие исторические процессы развития), **статической** (описывающая современные структуру нефтегазового комплекса), **динамической** (описывающие современное состояние и процессы в нефтегазовом комплексе).

Следует учитывать, что сложная макросистема каковым является «**нефтегазовый комплекс Каспийского региона**» является результатом эволюции более простых систем для которых должны быть изучены генезис и эволюция - история становления и развития.

Таким образом, при использовании системного подхода на начальном этапе стояла задача представления изучаемого объекта - Каспийского региона в виде целостной макросистемы. На втором этапе чтобы получить полное и правильное представление о системе, необходимо осуществлять исследование макросистемы *в историческом, структурном и функциональном аспектах*. Что касается исторического исследования, то его можно отнести к динамике развития системы, причем жизненный цикл любой системы разделяют на несколько этапов: **возникновение, становление, эволюция, разрушение или преобразование**. Историческое исследование предполагали проведение генетического анализа, при котором прослеживается история развития системы и определяется стадии ее жизненного цикла, и прогностического анализа, намечающего пути ее дальнейшего развития.

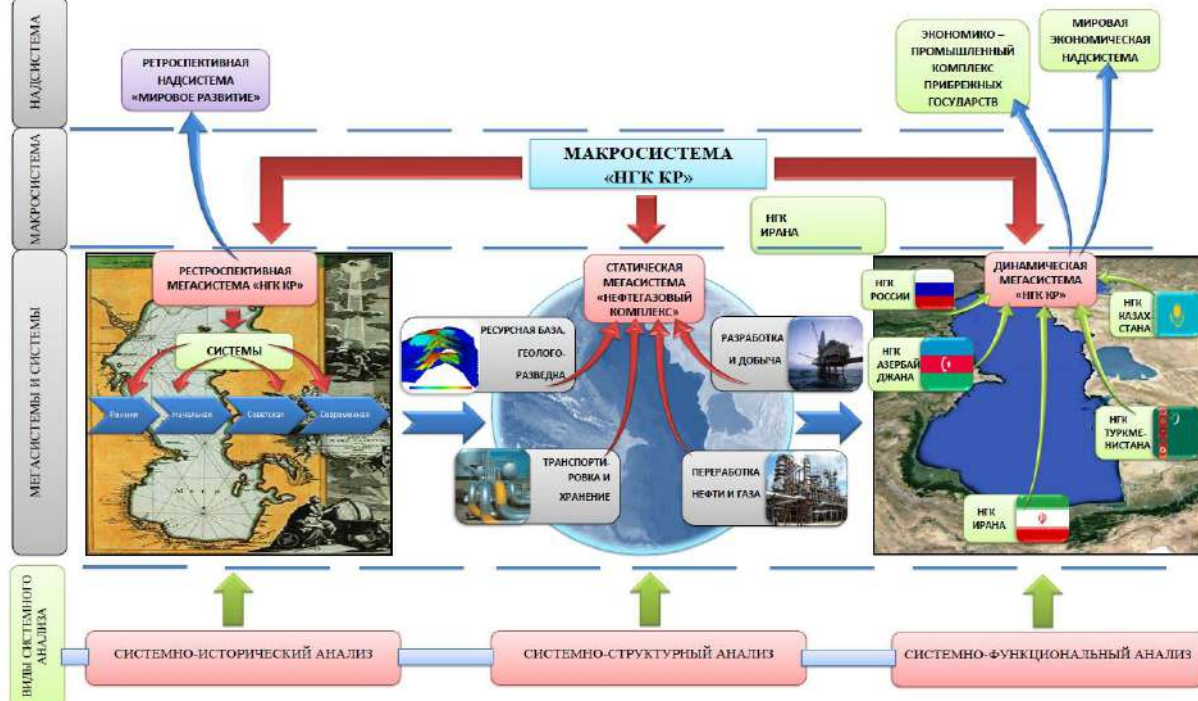
Целью *структурного анализа* является ответ: каков состав системы (Каспийского региона) и какова связь между элементами ее структуры. В основе структурного исследования лежат главные свойства системы – целостность и делимость. При этом состав и набор связей между элементами системы должны быть необходимыми и достаточными для существования самой системы. На этом этапе структурного анализа производится поиск ответов на вопросы о составе надсистемы, в которую входит исследуемая система и о связи исследуемой системы с другими системами через надсистему. Необходимо установить связи рассматриваемой системы с внешней средой (надсистемой). Вполне очевидно взаимозависимость системы с экономико-промышленными комплексами прибрежных государств, составной частью которого она является а также ее связь с мировой экономической надсистемой и мировым рынком УВ.

Следующим важным аспектом системного исследования является *функциональный аспект*. По сути, он представляет собой анализ динамики тех связей, которые были выявлены и идентифицированы на этапе предметного анализа и отвечает на вопросы о том, как работает данный компонент системы и как работает исследуемая система в данной надсистеме.

Вся совокупность задач по исследованию нефтегазового комплекса Каспийского региона необходимое для их решения теоретическое, методологическое, техническое и информационное обеспечение следует рассматривать в качестве



некоторой предметно-логической (материально-абстрактной) макросистемы (рис 1.).



**Рисунок 1.** Предметно-логическая (материально-абстрактная) «Макросистема нефтегазоносного комплекса Каспийского региона»

Предметную часть этой макросистемы- составляют материальные объекты и реальные системы: ресурсная база НГК КР и разведка УВ; Разработка и добыча УВ; Транспорт и хранение; Переработка нефти и газа, - логическую часть - отражение реальных предметных систем в процессе их познания и историческая последовательность становления и развития нефтегазового комплекса Каспийского региона, оптимизация задач развития, создания рациональных комплексов, выбору перспективных направления работ НГК КР.

В осадочном чехле Каспийского бассейна развиты шесть углеводородных систем. Две верхних системы: плиоцен-четвертичная и олигоцен-миоценовая представляют большую часть разреза в Южно-Каспийском и частично в Среднекаспийском бассейне. Три промежуточные системы: мел-эоценовая, юрская и верхнепермско-триасовая присущи преимущественно Среднекаспийскому и Северо-Устюртскому бассейнам. Самая нижняя, девон-нижнепермская, система является промышленно нефтегазоносной на юге Северо-Каспийского бассейна.

Таким образом на основе системно-исторического, системно-структурного и системно- функционального анализа был проанализирован:

- история развития научных знаний, технологий и техники освоения нефтегазовых ресурсов Каспийского бассейна, воссоздан целостная картина трансформационных процессов в нефтегазовом комплексе в историческом развитии и современный период.

- узловые вопросы структурных преобразований в нефтегазовом комплексе, показаны место и роль прикаспийских государства в становления и развития нефтегазового комплекса и в управлении стратегическим сегментом- нефтегазовой промышленности в Каспийском регионе.

- эволюция развития нефтегазовой промышленности, характер и особенности преобразований в рыночных условиях в экономику прибрежных государств.



Выявлены основные факторы, определяющие специфику развития нефтегазового комплекса и способствующего решению проблем его эффективного использования.

- основные направления развития нефтегазовой отрасли в отдельных секторах, Каспийского моря, определению взаимосвязь отечественных и иностранных нефтегазовых компаний с государством, их деятельность по освоению нефтегазовых ресурсов и применению современных, инновационных технологий и техники.

#### Литература

1. Керимов В.Ю., Лавренова Е.А., Мустаев Р.Н., Серикова У.С. Оценка нефтегазоносности полуострова Крым и прилегающих акваторий Азовского и Черного морей по результатам моделирования углеводородных систем Труды РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2015. № 1 (278). С. 5-17.

2. Мустаев Р.Н., Серикова У.С., Бисембаева. А.Б. Геотектоника и геодинамическое развитие Каспийской впадины.Труды РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2011. № 1 (262). С. 15-25.

3. Серикова У.С.Становление и развитие научных знаний и техники освоения нефтегазовых ресурсов каспийского региона Нефть, газ и бизнес. 2013. № 8. С. 34-39.

4. Серикова У.С. Мировая история освоения ресурсов нефти и газа в морских акваториях Нефть, газ и бизнес. 2015. № 9. С. 13-16.

5. Серикова У.С. Особенности современного этапа развития морской нефтегазовой отрасли в россии и за рубежом.Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2015. № 4. С. 38-42.

6. Серикова У.С.Состояние сырьевой базы нефтегазового комплекса Каспийского региона и прогноз добычи углеводородов Нефть, газ и бизнес. 2013. № 7. С. 34-41.

7. Серикова У.С., Зульфугарова Н.И. История становления и основные этапы развития нефтегазовой промышленности в Каспийском регионе История и педагогика естествознания. 2013. № 2. С. 15-21

8. Серикова У.С. История фундаментальных исследований рельефа, структуры и нефтегазоносности дна океанов. Нефть, газ и бизнес. 2015. № 10. С. 26-29.

9. Серикова У.С. Углеводородные ресурсы и перспективы развития нефтегазового комплекса каспийского региона.Нефть, газ и бизнес. 2013. № 6. С. 47-55.

10. Senin B., Lavrenova E.A., Keromov V., Serikova U.S. Numeric basin modeling at different stages of oil and gas prospecting В сборнике: 16th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, GEOMODEL 2014 16. 2014.

## УГЛЕВОДОРОДНЫЕ СИСТЕМЫ КАСПИЙСКОГО БАСЕЙНА И ПРИЛЕГАЮЩИХ ТЕРРИТОРИЙ

Гулиев И.С. (Национальная академия наук Азербайджана [gadirovanezrin@gmail.com](mailto:gadirovanezrin@gmail.com)),  
Серикова У.С. (МГРИ, [lubava45@gmail.com](mailto:lubava45@gmail.com)),  
Мустаев Р.Н. (МГРИ, [r.mustaev@mail.ru](mailto:r.mustaev@mail.ru)),  
Исмаилов Д.Д. (РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М.Губкина [dzhavidan007@mail.ru](mailto:dzhavidan007@mail.ru))

### Аннотация

В докладе описываются углеводородные системы Каспийского бассейна и прилегающих территорий начиная с девон-нижнепермской системы и заканчивая плиоцен-четвертичной. Показаны ареалы распространения углеводородных систем в акватории Каспийского моря, а также дана карта распределения плиоцен-четвертичной УВ системы.

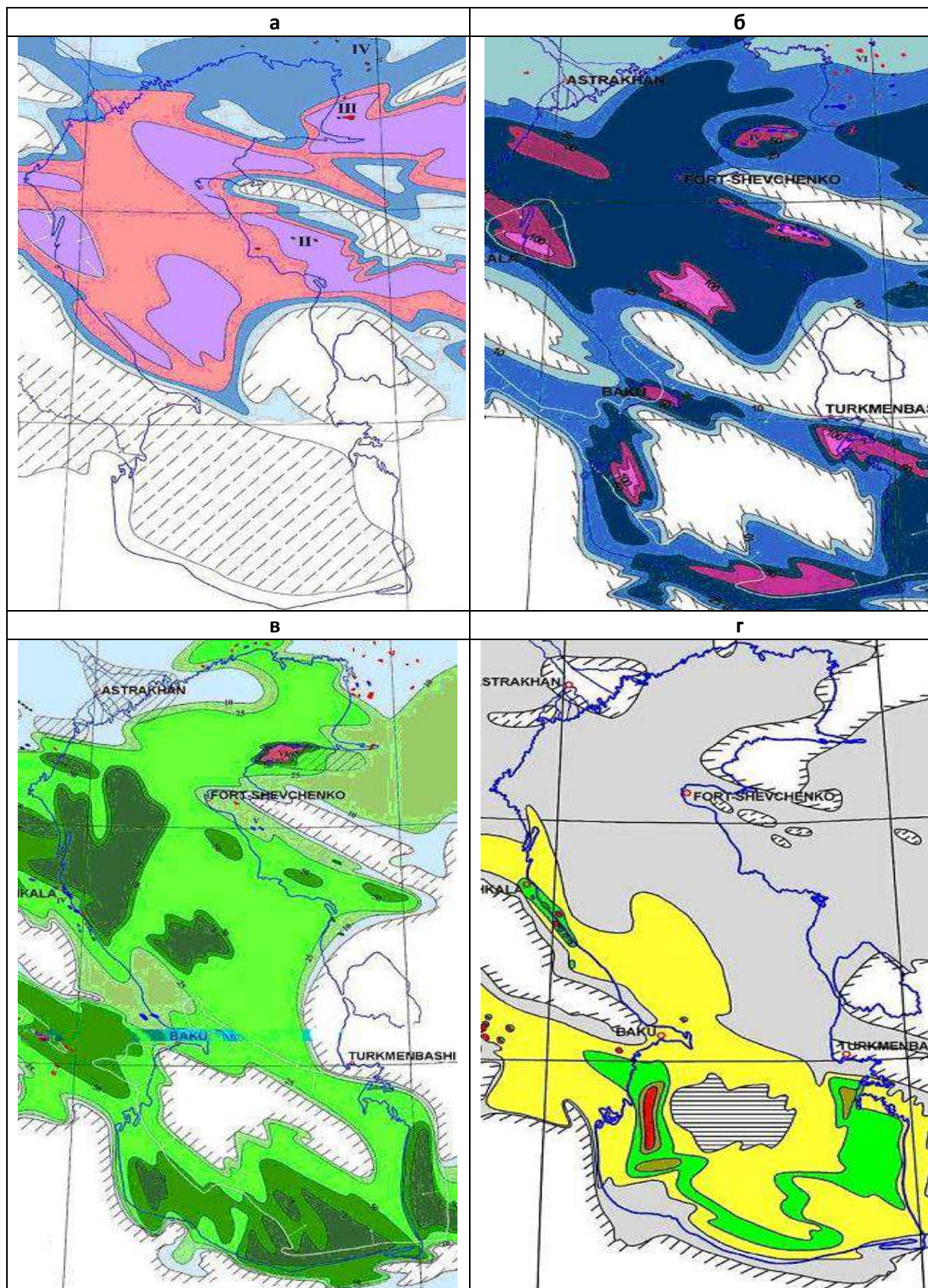
**Ключевые слова:** Углеводородные системы, Каспийский бассейн, ареалы распространения

В Каспийском бассейне и прилегающих территориях на протяжении длительного геологического времени существовали благоприятные палеогеографические, структурные и термодинамические условия для формирования осадочнопородных бассейнов и реализации в них нефтегазоматеринского потенциала. В фанерозойской истории региона зафиксированы поворотные вехи, когда происходили весьма резкие изменения соотношения областей денудации и аккумуляции, скоростей осадконакопления, активизации структурообразования и замедления или прекращения проявления геологических структур различных порядков. В результате весь многокилометровый разрез осадочных образований оказался разделенным на структурно-формационные комплексы, каждый из которых представляет относительно самостоятельную углеводородную (УВ) систему. Выделено 6 УВ систем (рис 1): *девон-нижнепермская, верхнепермско-триасовая, юрская, мел-эоценовая, олигоцен-миоценовая и плиоцен-четвертичная*. Первая из перечисленных УВ систем определяет основной потенциал нефтегазоносности Северного Каспия; верхнепермско-триасовая, юрская и мел-эоценовая системы присущи преимущественно Средне-Каспийскому, а также Северо-Устьуртскому бассейнам; олигоцен-миоценовая и плиоцен-четвертичная системы представляют большую часть разреза Южно-Каспийского бассейна и широко распространены на юге Средне-Каспийского бассейна.

*Девон-нижнепермская УВ система* на всей площади Каспийского региона скрыта под осадочными образованиями различных стратиграфических комплексов, от верхнепермского до юрского и мел-эоценового.

*Верхнепермско-триасовая УВ система* Осадочные, эффузивно-вулканогенные и интрузивные образования верхней перми и триаса пользуются широким распространением в Северном и Среднем Каспии и на побережье, отсутствуя лишь на площадях активной предъюрской денудации или соляной тектоники. Верхнепермско-триасовые отложения южной части Среднего Каспия вскрыты в условиях Северо-Абшеронского прогиба и Самурско-Песчаномысской зоны поднятий.





**Рисунок 1.** Ареалы распространения углеводородных систем в акватории Каспийского моря: а- нижнепермско- триасового возраста; б- юрского возраста; в- мел-эоценового возраста; г- олигоцен миоценового возраста.

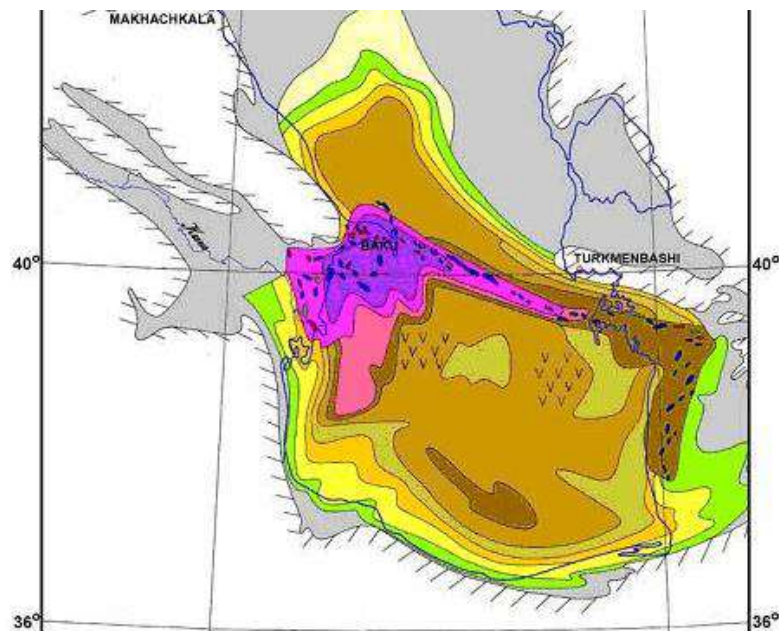


*Юрская УВ система* распространена в Каспийском регионе весьма широко.. Кровля юрских отложений, в различной степени эродированная, выведена на поверхность в пределах мегантиклинория Большого Кавказа, а в других районах погружена на глубины менее 1 км (Бузачинский свод и его морское продолжение, солянокупольная область южной части Прикаспийской впадины), 1-2 км (Астраханский свод, Каракульско-Смушковская зона поднятий, северная часть кряжа Карпинского, его морское продолжение, Тюбкараганский, Беке-Башкудукский валы, Самурский, Песчаномысский и Карабогазский своды), 2-4 км (Укатненский, Южно-Эмбенский, Западно-Кулалинский, Восточно-Кулалинский, Казахского залива, Восточно-Манычский прогибы, Прикумская зона поднятий, Ногайская ступень, Хвалынский вал, Самурско-Песчаномысская зона поднятий, отдельные участки Терско-Каспийского прогиба), 4-6 км (периферия Терско-Каспийского прогиба, Северо-Абшеронский прогиб), 6-7,8 км (центральная часть Терско-Каспийского прогиба), более 8 км (Южно-Каспийская впадина).

*Мел-эоценовая УВ система* распространена в Каспийском регионе практически повсеместно. Относительно меньшей площадью распространения характеризуются базальные горизонты нижнего мела (берриас-валанжин) и палеоцен-эоценовые образования: первые – в силу сокращения ареала осадконакопления на границе юра-мел, вторые – из-за активной предплиоценовой денудации.

*Олигоцен-миоценовая УВ система* Каспийского региона относятся к наиболее литологически выдержанным комплексам осадочного чехла, а в распределении их толщин нашла наилучшее отражение предплиоценовая структурная перестройка, результатом которой стало оформление главных черт нынешнего тектонического плана

*Плиоценово-четвертичная УВ система* Каспийского региона широко развита связана Южном Каспии.



**Рисунок 2.** Карта распределения плиоцен-четвертичной УВ системы.

#### Литература

1. «Геология Азербайджана», «Нефть и газ», «Нафта-Пресс», 2008.
2. Алиханов А.Н. Геология Каспийского моря. «Элм», 1978.



3. Глумов И.Ф., Маловицкий Я.П., Новиков А.А., Сенин Б.В., Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – 342 с.: ил.
4. Глумов И.Ф., Маловицкий Я.П., Сенин Б.В. Новое в представлении о геологии и углеводородном потенциале Среднего и Северного Каспия./ Лондон, 2001.
5. Глумов И.Ф., Новиков А.А., Сенин Б.В. Углеводородный потенциал Каспийского моря./ Геология регионов Каспийского и Аральского морей. – Алматы, 2004. – с.218-224.
6. Гулиев И.С., Гусейнов Д.А. К флюидодинамике Южно-Каспийского бассейна./ ДАН России, том. 2004, 395, № 5.
7. Гулиев И.С., Левин Л.Э., Федоров Д.Л. Углеводородный потенциал Каспийского региона (системный анализ). – Баку:Nafta , 2003 , 127 с.
8. Гулиев И.С., Фейзуллаев, А.А. Тагиев, М.Ф. Углеводородный потенциал майкопских отложений Азербайджана. / Литология и полезные ископаемые, 2001, № 3.
9. Иванов, В.В., Гулиев, И.С. Массообмен, углеводородообразование и фазовые переходы в осадочных бассейнах. / Баку, Нафта-Пресс. 2002.
10. Керимов В.Ю., Лавренова Е.А., Мустаев Р.Н., Серикова У.С. Оценка нефтегазоносности полуострова Крым и прилегающих акваторий Азовского и Черного морей по результатам моделирования углеводородных систем Труды РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2015. № 1 (278). С. 5-17.
11. Керимов В.Ю., Рачинский М.З., Мустаев Р.Н., Мукашева Н.В., Серикова У.С. Прогноз и поиски месторождений нефти и газа в глубокозалегающих отложениях акватории Южного Каспия // Теоретические основы и технологии поисков и разведки нефти и газа. – Москва, 2013. - №3. – С.4-13
12. Левин Л.Э., Федоров Д.Л., Алиев Г.М., Гулиев И.С. Потенциальные ресурсы Южно- и Среднекаспийского бассейнов./ Азербайджанская Международная геофизическая конференция. Сб. тезисов. – Баку, 2000. – с.119.
13. Мустаев Р.Н., Серикова У.С., Бисембаева. А.Б. Геотектоника и геодинамическое развитие Каспийской впадины. Труды РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2011. № 1 (262). С. 15-25.
14. Мустаев Р.Н. Генерационный потенциал мезокайназойского комплекса Южно-Каспийского осадочного бассейна // Нефть, газ и бизнес. 2013. № 3. С. 33-39.
15. Юсуфзаде Х.Б. Разработка и разведка морских нефтегазовых месторождений./ Баку. Азернешр. 1979.
16. Юсуфзаде Х.Б. Состояние и перспективы развития геолого-разведочных работ и нефтегазодобычи на акватории Каспийского моря. /«Геология нефти и газа» 1975, № 5.

## СЫРЬЕВАЯ БАЗА НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА КАСПИЙСКОГО РЕГИОНА И ПРОГНОЗ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

*Серикова У.С. (МГРИ, lubava45@gmail.com),*

*Исмаилов Д.Д. (РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М.Губкина dzhavidan007@mail.ru )*

### Аннотация

В докладе описывается сырьевая база нефтегазового комплекса Каспийского региона и дается прогноз уровня добычи углеводородов. Показано распределение потенциальных ресурсов углеводородов между нефтегазоносными бассейнами и государственными секторами, континентом и морем.

**Ключевые слова:** Каспийский бассейн, сырьевая база, нефтегазовый комплекс, прогноз добычи.

Площадь Каспийской впадины включает акваторию Каспийского моря и ее обрамление: 1) юго-восточную часть Русской плиты или древней Восточно-Европейской платформы (ВЕП); 2) эпибайкальскую платформу в южной и юго-восточной частях Прикаспийской впадины и в северной части Каспийского моря; к ней относится Восточно-Прикаспийский блок с осложняющим его на юге Тугаракчанским рифтом; 3) область Скифско-Туранской молодой платформы, расположенной между территорией эпибайкальской платформы и структурами альпийского пояса; 4) ограничивающие эти платформенные области складчатые пояса (западные зоны Урала — Мугоджар, Большой Кавказ с частью Закавказского массива, Копетдаг) вместе с расположенными перед их фронтами передовыми прогибами. Каспийское море находится в середине указанного ансамбля структур, чем объясняется выделение всей этой территории под названием Каспийского региона. Эта территория является южной частью Баренцевоморско-Каспийского нефтегазоносного пояса и включает несколько относящихся к нему нефтегазоносных провинций [Дмитриевский, Волож, 2008]: Волго-Уральскую, Прикаспийскую, Предкавказско-Мангышлакскую, Арало-Каспийскую, Терскую и Южно-Каспийскую. В пределах этих провинций все месторождения УВ распределены по четырем флюидосистемам (нефтегазоносные системы): рифейско-палеозойской (докунгурская), палеозойско-мезозойской (верхнепермско-среднеюрская), мезозойско-кайнозойской (позднеюрско-эоценовая) и кайнозойской (миоцен-плиоценовая). В рельефе Каспия запечатлены контуры частей трех крупных геологических провинций, соответствующих Северному, Среднему и Южному Каспию (рис. 1).

Разная геодинамическая история главнейших, сформировавшихся в результате тектонических структур, наложила естественно свои различия на строение их осадочного чехла и, как следствие, нефтегазоносность. Единственное, что их сближает, помимо общей акватории, так это то, что в пределах всех трех геоблоков – древнего, зрелого и молодого – сформировались крупнейшие своеобразные зоны нефтегазоаккумуляции.

Объективная оценка углеводородного потенциала необходима для оптимизации геологоразведочного процесса, для стратиграфического планирования крупномасштабной морской добычи в акватории Каспия.

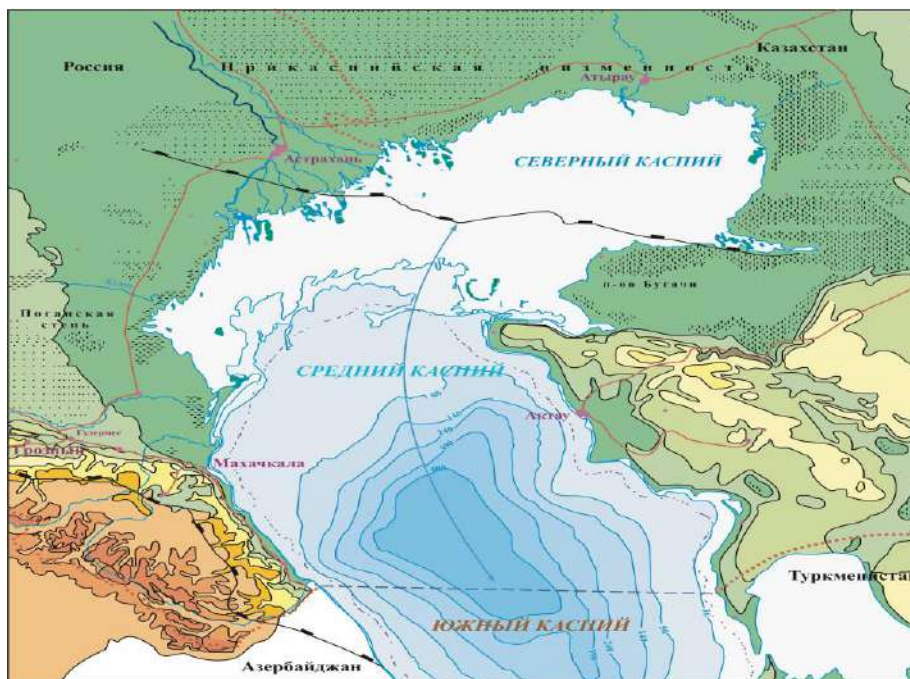


Рисунок 1. Районирование Каспийского моря

За период с середины XIX века в регионе (Азербайджан и Туркмения) извлечено порядка 2,8 млрд т углеводородов в нефтяном эквиваленте (н.э.), в том числе 1,9 млрд т нефти, 40,7 млн т конденсата, 719,4 млрд м<sup>3</sup> свободного и нефтяного («попутного») газа. Суммарная оценка начальных потенциальных ресурсов включает их дифференциацию между нефтегазоносными бассейнами, государственными секторами, континентальными и морскими районами (рис. 2. табл. 1).

Таблица 1. Распределение потенциальных ресурсов углеводородов (в млрд т) между нефтегазоносными бассейнами и государственными секторами, континентом и морем

Государственные сектора	Континент	Море	ИТОГО
Южно-Каспийский бассейн			
Азербайджана	9.0	15.0	24.0
Туркменистана	4.0	7.0	11.0
Ирана	2.0	5.0	7.0
Итого по бассейну	15.0	27.0	42.0
Среднекаспийский бассейн			
Азербайджана	—	3.0	3.0
Туркменистана	—	—	—
России	6.0	5.0	11.0
Казахстана	2.0	4.0	6.0
Итого по бассейну	8.0	12.0	20.0
Северо-Устьюртский бассейн			
России	—	—	—
Казахстана	3.0	1.0	4.0
Итого по бассейну	3.0	1.0	4.0
Северо-Каспийский бассейн			
России	6.0	—	6.0
Казахстана	6.0	12.0	18.0
Итого по бассейну	12.0	12.0	24.0
Итого по государствам			
России	12.0	5.0	17.0

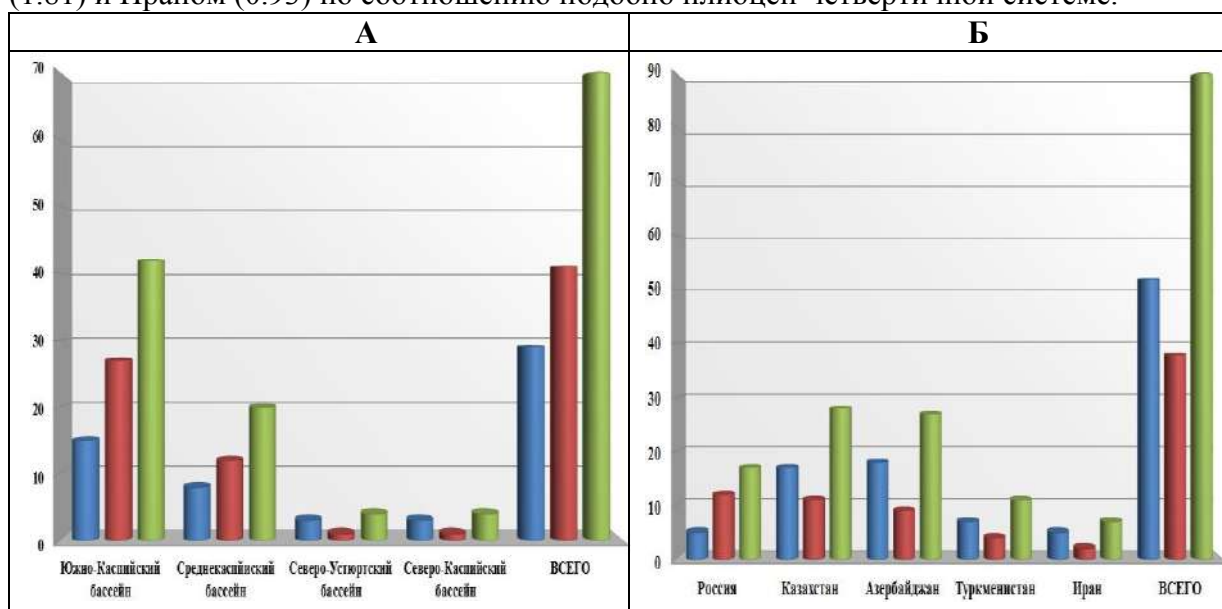
Казахстана	11.0	17.0	28.0
Азербайджана	9.0	18.0	27.0
Туркменистана	4.0	7.0	11.0
Ирана	2.0	5.0	7.0
ВСЕГО	38.0	52.0	90.0

Реализация уровней добычи предполагает наличие и подготовку соответственной им реальной сырьевой базы, что в свою очередь требует объективной оценки доказанных (разведанных) запасов – категории  $A+B+C_1$  и  $C_2$ , перспективных (возможных) – категория  $C_3$  и прогнозных (вероятных) – категория  $D_1$  ресурсов. Существующие же оценки УВ потенциала (сумма доказанных запасов, извлекаемых перспективных и прогнозных ресурсов – категория  $A+B+C_1+C_2+C_3+D_1$ ) бассейна резко неоднозначны и отличаются в отдельных случаях почти на порядок. Подобная ситуация в значительной степени определяет весьма низкую и высокую степени геологических рисков в регионе.

Оценка потенциальных ресурсов выполненные для каждой отдельной нефтегазоносной системы в отдельности выглядят следующим образом:

*Плиоцен-четвертичная система* характеризуется концентрацией ресурсов преимущественно в Южно-Каспийском бассейне. На её долю здесь приходится 31.33 млрд. т из общих ресурсов системы в 33.4 млрд. т условного топлива. Существенная часть ресурсов (23.9 млрд. т) содержится в морских районах, включая Средне- и Южно-Каспийскую глубоководные котловины. Ведущее значение в распределении ресурсов принадлежит Азербайджану (21.1 млрд. т), затем Туркменистану (8.8 млрд. т) и Ирану (3.3 млрд. т). На долю всех остальных прикаспийских государств приходится лишь крайне незначительная часть ресурсов углеводородов в плиоцен-четвертичной системе.

*Олигоцен-миоценовая система* характеризуется небольшими ресурсами углеводородов, которые составляют 7.14 млрд. т условного топлива. Эти ресурсы сконцентрированы только в Южно-Каспийском (5.79 млрд. т) и Среднекаспийском (1.35 млрд. т) бассейнах. На долю морских районов приходится 4.72 млрд. т и континента 2.42 млрд. т. Распределение между Азербайджаном (3.54), Туркменистаном (1.81) и Ираном (0.93) по соотношению подобно плиоцен-четвертичной системе.



**Рисунок 2.** Распределение потенциальных ресурсов углеводородов (в млрд т.): А- между нефтегазоносными бассейнами; Б- между государственными секторами Каспийского региона



*Верхнемеловая-эоценовая система* отличается от двух вышележащих наличием предпосылок для концентрации ресурсов в каждом из четырех бассейнов Каспийского региона. Оценка этих ресурсов была выполнена до глубин залегания кровли комплекса в 7 км. Из общих ресурсов системы в 15.42 млрд. т условного топлива на долю Южно-Каспийского бассейна приходится 3.55 и Среднекаспийского бассейна 8.81 млрд. т условного топлива. Два остальных бассейна отличаются примерно равными значениями ресурсов – Северо-Устюртского до 1.38 и на юге Северо-Каспийского порядка 1.68 млрд. т условного топлива. Распределение ресурсов между континентом и морем также равно – 7.96 и 7.48 млрд. т условного топлива. Большая часть ресурсов находится в секторах России (6.2 млрд. т) и Казахстана (4.8 млрд. т). На условные сектора других государств приходится от 2.15 (Азербайджан) до 1.7 (Иран) и менее млрд. т условного топлива.

*Юрская система* подобна мел-эоценовой по распределению ресурсов. Из 10.8 млрд. т общих ресурсов 5.9 млрд. т приходится на Среднекаспийский бассейн. Для остальных бассейнов концентрация ресурсов значительно меньше: Южно-Каспийский порядка 1.6 млрд. т; Северо-Устюртский – 1.7 млрд. т; Северо-Каспийский – до 1.6 млрд. т. Большая часть ресурсов (6.2 млрд. т) заключена в континентальных частях бассейнов и меньшая (4.6 млрд. т) в их шельфовых районах. По концентрации ресурсов в 5.4 млрд. т выделяется сектор Казахстана. Несколько меньшие ресурсы в 3.5 млрд. т заключены в секторе России. На сектора остальных государств приходится от 0.4 (Азербайджан) до 0.9 (Иран) млрд. т условного топлива.

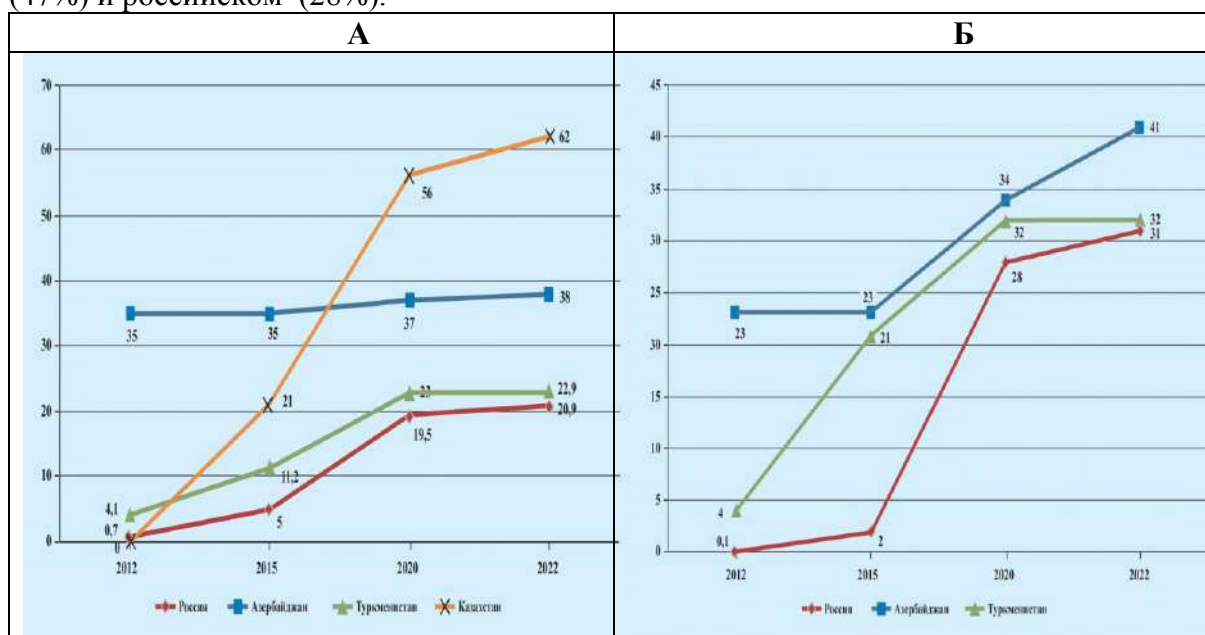
*Верхнепермско-триасовая система* характеризуется максимальным значением плотности начальных потенциальных ресурсов углеводородов в диапазоне от 10 до 30 тыс. т/км<sup>2</sup> условного топлива. Суммарные потенциальные ресурсы углеводородов в отложениях верхнепермско-триасовой системы на площади 556 тыс. км<sup>2</sup> составляет 2.77 млрд. т условного топлива. Из этих ресурсов 0.23 млрд. т находится в условиях, где кровля комплекса залегает на глубине более 7 км. С учетом исключения их из суммарного подсчета начальные потенциальные ресурсы могут быть оценены в 2.54 млрд. т условного топлива. Большая часть ресурсов концентрируется в секторах России и Казахстана – соответственно 0.86 и 1.65 млрд. т. В секторах Азербайджана и Туркменистана 0.14 и 0.12 млрд. т. Распределение этих ресурсов между континентом и морем – соответственно 1.82 и 0.95 млрд. т – обнаруживает большую перспективность континентальных районов, преимущественно за счет неразведанных отложений триасового возраста в Северо-Устюртском бассейне.

Для *девон-каменноугольной системы* при оценке потенциальных ресурсов был использован метод аналогии в плотности ресурсов, установленных для месторождений Астраханского и Тенгиз, с локальными поднятиями в Северном Каспии. При этом предполагалось, что Северо-Каспийское поднятие подобно Астраханскому своду будет содержать газоконденсатную залежь, а зона Кашаган-Восточно-Кашаганских поднятий будет характеризоваться нефтяными залежами подобно месторождению Тенгиз. Ныне это предположение подтверждено обнаружением Кашаганского месторождения. Суммарные минимальные потенциальные ресурсы локальных поднятий в Северном Каспии, включая месторождения Астраханское, Кашаган и Тенгиз, составляют 19.9 млрд. т нефтяного эквивалента.

Общие запасы месторождений в акватории Каспийском море оцениваются в 4,7 миллиарда баррелей. Прогноз объемов добычи углеводородов на шельфе Каспийского моря показаны на рис.3

Объем разведочного бурения на Каспийском море значительно возрастет - в целом в Каспийском море до 2020 года объем проходки в разведочном бурении составит 172-180 тыс. м, а в эксплуатационном бурении – от 2,3-2,5 млн м. а при

благоприятной ситуации 3,0-3,2 млн м. Наибольший объем в казахстанском секторе (47%) и российском (28%).



**Рисунок 3.** Прогноз объемов добычи углеводородов на шельфе Каспийского моря: А - нефть и конденсат, (млн.т. в год) Б-газ, (млрд.куб.м. в год)

Таким образом, Каспийский регион характеризуется высокими потенциальными ресурсами углеводородов, которые достигают в морской части осадочных бассейнов 50 млрд. т н.э. Соотношение ресурсов между континентальными и морскими районами составляют 38 и 65 млрд. т.у.т., что определяет приоритетное морское направление работ на ближайшую перспективу. Распределение суммарных потенциальных ресурсов углеводородов между нефтегазоносными бассейнами, условными государственными секторами, континентом и морем весьма неравномерно (табл. 1). Наибольшей концентрацией ресурсов выделяются Южно-Каспийский и юг Северо-Каспийского бассейнов, где сосредоточено соответственно 42 и 24 млрд. т условного топлива. Далее по концентрации ресурсов в 20 млрд. тонн условного топлива следует Среднекаспийский бассейн. Наименьшие ресурсы в 4 млрд. т у.т. сосредоточены на западе Северо-Устьюртского бассейна. Соотношение ресурсов между континентальными и морскими районами составляет 38 и 52 млрд. т.у.т., что определяет наиболее перспективное морское направление работ на ближайшую перспективу. Среди прибрежных государств наибольшей концентрацией ресурсов в 27 и 28 млрд. т.у.т. выделяются условные сектора Азербайджана и Казахстана. На долю сектора России приходится 17 млрд. т.у.т. и сектора Туркменистана 11 млрд. т.у.т. Наименьшими ресурсами отличается сектор Ирана, где предполагается концентрация лишь 7 млрд. т.у.т.

Очевидно, развитие геолого-разведочных работ и начало крупномасштабной морской добычи в Каспийской акватории в целом, в будущем приведут к новым серьезным открытиям, новым крупным экономическим проектам и интенсивному развитию нефтегазового комплекса в регионе.

### Литература

1. Керимов В.Ю., Лавренова Е.А., Мустаев Р.Н., Серикова У.С. Оценка нефтегазоносности полуострова Крым и прилегающих акваторий Азовского и

Черного моря по результатам моделирования углеводородных систем Труды РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2015. № 1 (278). С. 5-17.

2. Мустаев Р.Н., Серикова У.С., Бисембаева. А.Б. Геотектоника и геодинамическое развитие Каспийской впадины. Труды РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2011. № 1 (262). С. 15-25.

3. Серикова У.С. Становление и развитие научных знаний и техники освоения нефтегазовых ресурсов каспийского региона Нефть, газ и бизнес. 2013. № 8. С. 34-39.

4. Серикова У.С. Мировая история освоения ресурсов нефти и газа в морских акваториях Нефть, газ и бизнес. 2015. № 9. С. 13-16.

5. Серикова У.С. Особенности современного этапа развития морской нефтегазовой отрасли в России и за рубежом. Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2015. № 4. С. 38-42.

6. Серикова У.С. Состояние сырьевой базы нефтегазового комплекса Каспийского региона и прогноз добычи углеводородов Нефть, газ и бизнес. 2013. № 7. С. 34-41.

7. Серикова У.С., Зулфугарова Н.И. История становления и основные этапы развития нефтегазовой промышленности в Каспийском регионе История и педагогика естествознания. 2013. № 2. С. 15-21

8. Серикова У.С. История фундаментальных исследований рельефа, структуры и нефтегазоносности дна океанов. Нефть, газ и бизнес. 2015. № 10. С. 26-29.

9. Серикова У.С. Углеводородные ресурсы и перспективы развития нефтегазового комплекса каспийского региона. Нефть, газ и бизнес. 2013. № 6. С. 47-55.

10. Senin B., Lavrenova E.A., Keromov V., Serikova U.S. Numeric basin modeling at different stages of oil and gas prospecting В сборнике: 16th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, GEOMODEL 2014 16. 2014.

## СВЕРХГЛУБОКИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫЕ СИСТЕМЫ И ГРЯЗЕВОЙ ВУЛКАНИЗМ

*Гулиев И.С. (Национальная академия наук Азербайджана  
gadirovanezrin@gmail.com), Керимов В.Ю. (МГРИ, vagif.kerimov@mail.ru),  
Серикова У.С. (МГРИ, lubava45@gmail.com), Мустаев Р.Н. (МГРИ,  
r.mustaev@mail.ru)*

### Аннотация

Приведены результаты изучения сверхглубоких углеводородных систем. Выявлены особенности условий формирования нефтегазоносности в глубокопогруженных горизонтах недр. Показано, что важным фактором формирования сверхглубоких углеводородных систем являются геофлюидодинамические процессы. Одним из наиболее ярких проявлений этих процессов является грязевой вулканизм – прямое подтверждение наличия углеводородных систем на больших глубинах земной коры.

**Ключевые слова:** Геофлюидодинамика, грязевой вулканизм, катагенез, перспективы, прогноз, сверхглубокие углеводородные системы, углеводороды, Южно-Каспийская впадина.

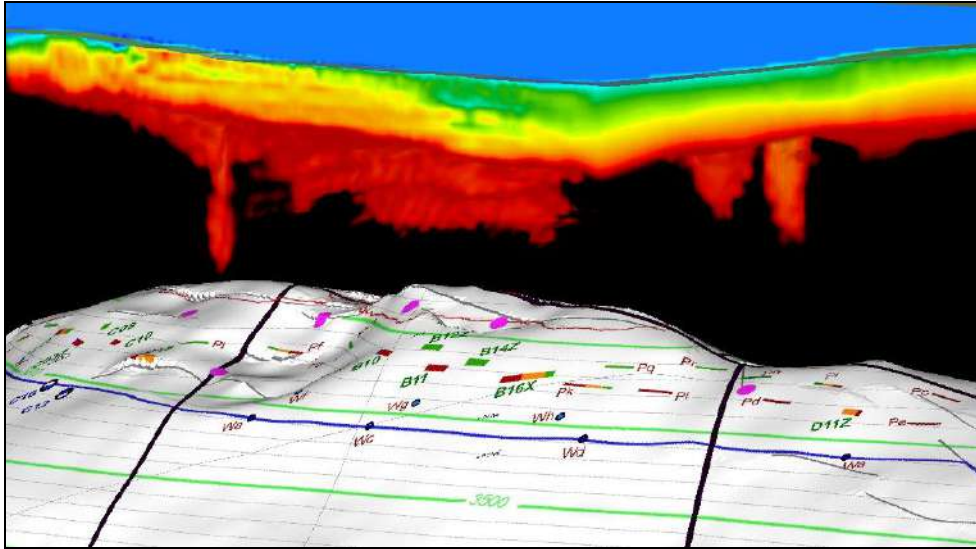
Исследование сверхглубоких углеводородных систем (СГУС) имеет большое значение для совершенствования фундаментальных основ прогноза нефтегазоносности больших глубин земной коры и изучения процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов (УВ). Основным отличием условий формирования сверхглубоких генерационно-аккумуляционных углеводородных систем генер от обычных (неглубоких) является различие в онтогенезе УВ и геофлюидодинамических процессах, связанных жесткими (т.е. с высокими показателями) термобарическими условиями и физическими свойствами пород и флюидов. Эти факторы обуславливают сложные массообменные процессы и, как следствие, специфические условия фазовых переходов и выделения углеводородов в свободную фазу. Динамические процессы в подземной среде и формирование СГУС могут быть поняты и объяснены только в рамках общей теории энерго- и массообмена на основе базовых представлений о кинетике фазовых переходов. Общим для сверхглубоких впадин являются очень высокая скорость погружения, большая мощность осадочного чехла, низкий тепловой поток, высокие давления и значительный этаж нефтегазоносности

На примере Южно-Каспийской впадины (ЮКВ), которая характеризуется высокими и сверхвысокими скоростями осадконакопления, было изучено влияние скоростей прогибания и осадконакопления на кинетику процессов генерации УВ. По результатам вышеописанных исследований обоснована нижняя граница существования нефти (deadline по нефти): для палеозойских отложений древних платформ – 4-4,5 км; для мезозойских отложений молодых платформ – 5,5-6 км; для кайнозойских отложений переходных и складчатых территорий - 6,5-7 км.

Для исследования флюидодинамических процессов в СГУС Южно-Каспийской впадины проводились многолетние наблюдения с использованием результатов аэрокосмических, сейсмических и геохимических съемок, позволяющих достаточно четко фиксировать очаги современной разгрузки углеводородов на морском дне. Одним из наиболее ярких проявлений разгрузки является ее взрывная разновидность – грязевой вулканизм – прямое подтверждение наличия углеводородных систем на больших глубинах земной коры.



На рис.1 показаны модель грязевого вулканического комплекса и дано изображение каналов подачи грязевого вулкана в районе месторождения Азери.



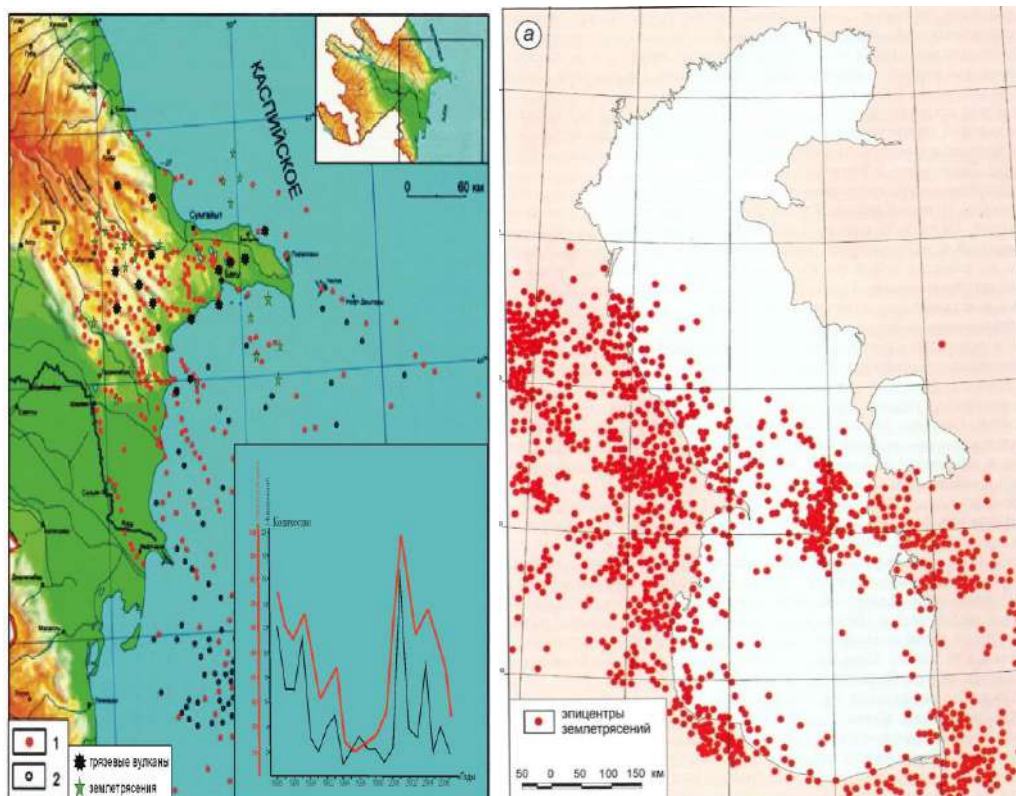
*Рисунок 1. Изображение каналов подачи грязевого вулкана Красная область является «активной вентиляционной зоной», где грязь в настоящее время разрывается на поверхности, образуя грифоны, сальсы и насыпи.*

Результаты исследований позволили изучить СГУС (рис.2) и их связь грязевым вулканизмом. На общем фоне обширного нефтяного шлейфа были выделены многочисленные, самостоятельные, сгустковые образования с высокой спектральной яркостью, маркирующие проекции на поверхность очагов загрязнения.

Пространственное размещение всех вышеописанных сгустковых образований сликв на поверхности воды в точности совмещаются с линейными структурами на дне и их пересечениями, что указывает, с одной стороны, на проницаемость последних, а, следовательно, возможное их соответствие разрывным нарушениям, а с другой – на естественную природу самих нефтяных пятен. Структурный анализ показывает, что эти очаги подводной разгрузки являются морскими сателлитами грязевых вулканов, в купе с которыми составляют флюидодинамическую систему. Анализ геологических событий в регионе за последние два столетия показывает, что причина одновременного возникновения нефтяных пятен на столь обширном пространстве, связана с сейсмической и грязевулканической активизацией конца 2000 – начала 2001 гг., в течении которой произошла серия сильных землетрясений. Установлено, что землетрясения играют роль «спускового механизма» в грязевулканическом процессе. Важную роль здесь играют магнитуды землетрясения, глубины очага, энергетического класса, расстояния между эпицентром и вулканом. Таким образом, показателем геофлюидодинамической активности региона является постоянная утечка огромных объемов углеводородных флюидов в юго-западной части Южного Каспия вследствие высокой проницаемости разрывных структур, особенно в местах локализации каналов грязевых вулканов, а возможно, частично и, ненадежности покрышек. Степень относительной флюидодинамической активности региона можно оценить частотой извержения грязевых вулканов (рис. 2).

Чрезвычайно важно то, что абсолютно все мелкофокусные землетрясения расположены исключительно в пределах геофлюидодинамически активных зон. Это свидетельствует о том, что геофлюидодинамические (флюидогенерационные) процессы являются одним из главных механизмов мелкофокусной сейсмичности. Энергия и

мощность флюидогенерирующих процессов в очаге будет характеризовать силу мелкофокусных землетрясений и грязевых вулканов.



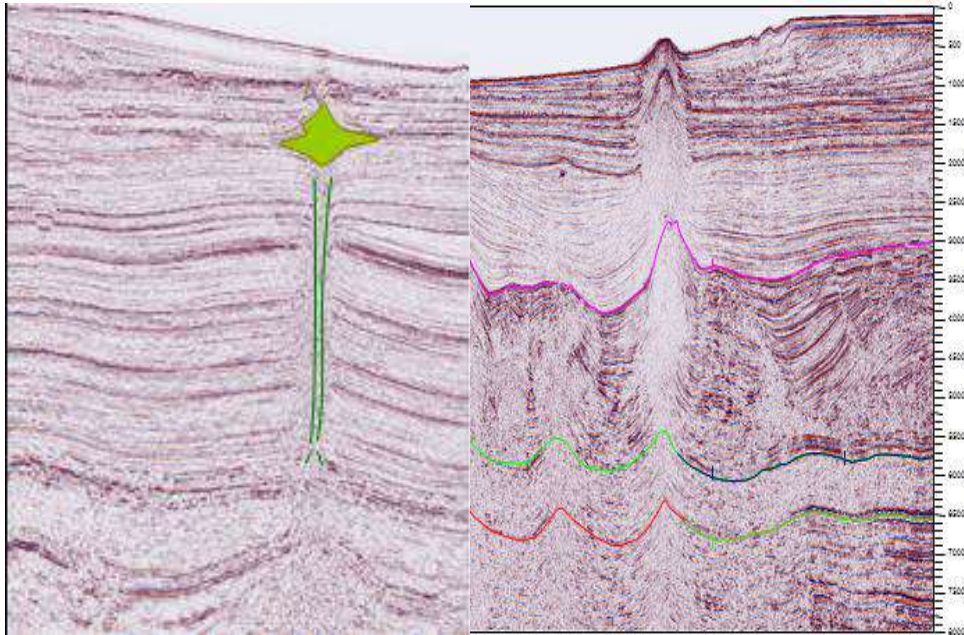
**Рисунок 2.** Карта расположения грязевых вулканов Азербайджана и зависимость извержений грязевых вулканов от землетрясений; б- карта расположений землетрясений

На основе изучения активных динамических явлений, являющихся отличительной особенностью осадочной оболочки сверхглубоких бассейнов, было сформулировано положение о спонтанном возбуждении и разуплотнении подземной среды и наличии в осадочных бассейнах специфических очагов «возбуждения». Под очагами «возбуждения» понимаются определенные объемы осадочного чехла, в которых происходят процессы образования углеводородов с большими скоростями и сопровождающиеся значительными динамическими эффектами. Эти очаги, как показали сейсмические исследования, распределены дискретно, не по всему объему и характеризуются значительной пространственно-временной изменчивостью. Наиболее характерным примером возбужденных процессов и дегазации является грязевой вулканизм, а также сгустковых образований сликов на поверхности воды, очаги подводной разгрузки и пузырьковые вспышки являющиеся морскими сателлитами грязевых вулканов Газовые вспышки высотой 1300 м имели место одновременно на вулканах Двуреченский, Безымянный и Водяницкого на глубине 2080м на Черном море.

В процессах генерации УВ в СГУС весьма вероятно роль процессов дегазации Земли и воздействия биогенного ОВ рассеянного в осадочных породах, на путях движения с  $H_2$  или  $CH_4$ . Донные отложения обогащены сульфидами и покрыты газогидратами. Адиабатическое расширение при дросселировании газовых струй вызывает резкое понижение температуры морской воды, что приводит к образованию кристаллогидратов. В районе Ракушечной структуры наблюдаются грифоны высоконапорных вод. Гидровулканизм – типичное явление для Каспийского моря.



В отличие от традиционных, сверхглубокие углеводородные системы характеризуются специфическими структурными особенностями каналов и зон миграции флюидов. Результатами комплексного изучения шельфа мирового океана сейсмическими методами и сверхглубоким бурением выявлены значительные субвертикальные и субгоризонтальные геологические тела, фиксируемые на сейсмических и акустических профилях как зоны потери информации и сложенные в значительной степени разуплотненными горными растворами. Такие тела в большом количестве и различных размеров выявлены в Каспийском, Охотском, Баренцевом, Черном и других морях, причем большинство из них на поверхности связаны с крупными грязевыми вулканами фокусированными интенсивными выходами углеводородов.



**Рисунок 3.** Сейсмические разрезы через площади Южно-Каспийской впадины с развитием грязевых вулканов.

Таким образом, фундаментальным базисом формирования и размещения сверхглубоких углеводородных систем являются геофлюидодинамические процессы, одним из главных результатов которой является факт обязательной пространственной ассоциации зон нефтегазонакопления и скоплений углеводородов, исключительно с ареалами и пунктами разгрузки (дренажа) субрегиональных гидро(флюидо)динамических систем. Наиболее ярким проявлением геофлюидодинамических этих процессов является дегазация и грязевой вулканизм – прямое подтверждение наличия углеводородных систем на больших глубинах земной коры. Отличительной особенностью сверхглубоких углеводородных систем является значительная активность динамических явлений, приводящих к спонтанному возбуждению и разуплотнению подземной среды и наличие специфических очагов «возбуждения», в которых происходят процессы генерации и миграции углеводородов с большими скоростями и сопровождающиеся значительными динамическими эффектами.

### Литература

1. Атлас грязевых вулканов мира / Гл. редактор Ак.А. Ализаде. Баку: Издательство «Nafta-Press», 2015. 322 с.
2. Гулиев И.С. Возбужденные осадочные комплексы и их роль в динамических процессах и формировании нефтегазовых месторождений // Труды

- Международного совещания-семинара «Новейшая тектоника и ее влияние на формирование и размещение залежей нефти и газа». Баку, 1999. С. 44-52.
3. Гулиев И.С., Гусейнов Д.А. К флюидодинамике Южно-Каспийского бассейна // Доклады Академии наук. 2004. Т. 395, № 5. С. 641-645.
  4. Гулиев И.С., Керимов В.Ю., Осипов А.В., Мустаев Р.Н. Генерация и аккумуляция углеводородов в условиях больших глубин земной коры // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР, Т. 1, № 29, 2017, с. 4-16.
  5. Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н., Осипов А.В., Бондарев А.В. Генерация углеводородов на больших глубинах земной коры // Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина, № 3, 2016, с. 42-55.
  6. Керимов В.Ю., Осипов А.В. Нефтегазоносность больших глубин и перспективные направления геологоразведочных работ на нефть и газ в глубоководных горизонтах на территории РФ // Neftegaz.RU, №10, 2016, с. 66-72.
  7. Мустаев Р.Н., Серикова У.С., Бисембаева А.Б. Геотектоника и геодинамическое развитие Каспийской впадины. Труды РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2011. № 1 (262). С. 15-25.
  8. Мустаев Р.Н. Оценка генерационного потенциала Южно-Каспийского бассейна на основе геохимических исследований выбросов грязевых вулканов // Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина. 2017. № 1. С. 33-44.



## УТОЧНЕНИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ СКОПЛЕНИЙ УВ ПО ИХ КРУПНОСТИ В ОСАДОЧНОЙ ТОЛЩЕ

*Сидорчук Е.А.\* (ИПНГ РАН, elena\_sidorchuk@mail.ru),  
Добрынина С.А. (ИПНГ РАН, sveta\_dob@rambler.ru)*

### Аннотация

Статья посвящена повышению эффективности поисково-разведочных работ в старом нефтегазоносном районе в Предкавказье (на примере Ставропольского края). Распределения месторождений углеводородов по глубинам, стратиграфическим комплексам и запасам с учетом типа флюида показывают существование определенных закономерностей распределения нефтегазовых месторождений в осадочной толще в соответствии с их крупностью.

**Ключевые слова:** перспективы нефтегазоносности, стратиграфические комплексы, газ, нефть, конденсат, запасы углеводородов.

Разработка и усовершенствование методических приемов при поисках месторождений углеводородов остается актуальной проблемой нефтегазовой геологии. Это направление наиболее важно для старых нефтегазоносных районов, где уже открыты наиболее крупные месторождения нефти и газа и многие из них находятся в поздней стадии разработки.

Старейший нефтегазоносный регион Российской Федерации - Предкавказье – имеет сложное тектоническое строение и приурочен к южной окраине Скифской плиты вместе с прилегающими горными прогибами. На территории Предкавказья открыто около 400 месторождений нефти и газа.

Тем не менее, степень изученности различных тектонических элементов и литолого-стратиграфических комплексов территории Предкавказья неодинакова и остается значительный непоискованный УВ потенциал [1]. Эти ресурсы распределены по многим поисковым направлениям в разнообразных геологических условиях.

Анализ стратиграфических интервалов нефтегазоносности Предкавказья показал, что скопления углеводородов приурочены к отложениям от палеозоя (карбона) и триаса до неогена включительно. Этаж продуктивности некоторых месторождений включает несколько стратиграфических комплексов. Есть месторождения, в которых продуктивен весь стратиграфический интервал.

Построены распределения известных скоплений углеводородов по глубинам и стратиграфическим комплексам с учетом типа флюида. Получено, что газовые месторождения, в основном, приурочены к небольшим глубинам до 2000 м. Преимущественное большинство нефтяных месторождений сосредоточено на больших глубинах между 2000-3000 м. Большая часть газовых месторождений сосредоточена в верхних интервалах неогена и палеогена, и наоборот, большинство нефтяных месторождений сосредоточено в глубоких интервалах палеогена-триаса.

Области распространения месторождений по стратиграфическим комплексам сведены в единую карту, на которой видно, что месторождения Предкавказья образуют некоторые группы, оконтуренные областями [2].

В каждой из этих областей выделено преимущественное направление распространения нефтегазоносности – тренд распределения месторождений по стратиграфическим комплексам от более древних и более глубоко расположенных к более молодым и неглубоко расположенным.

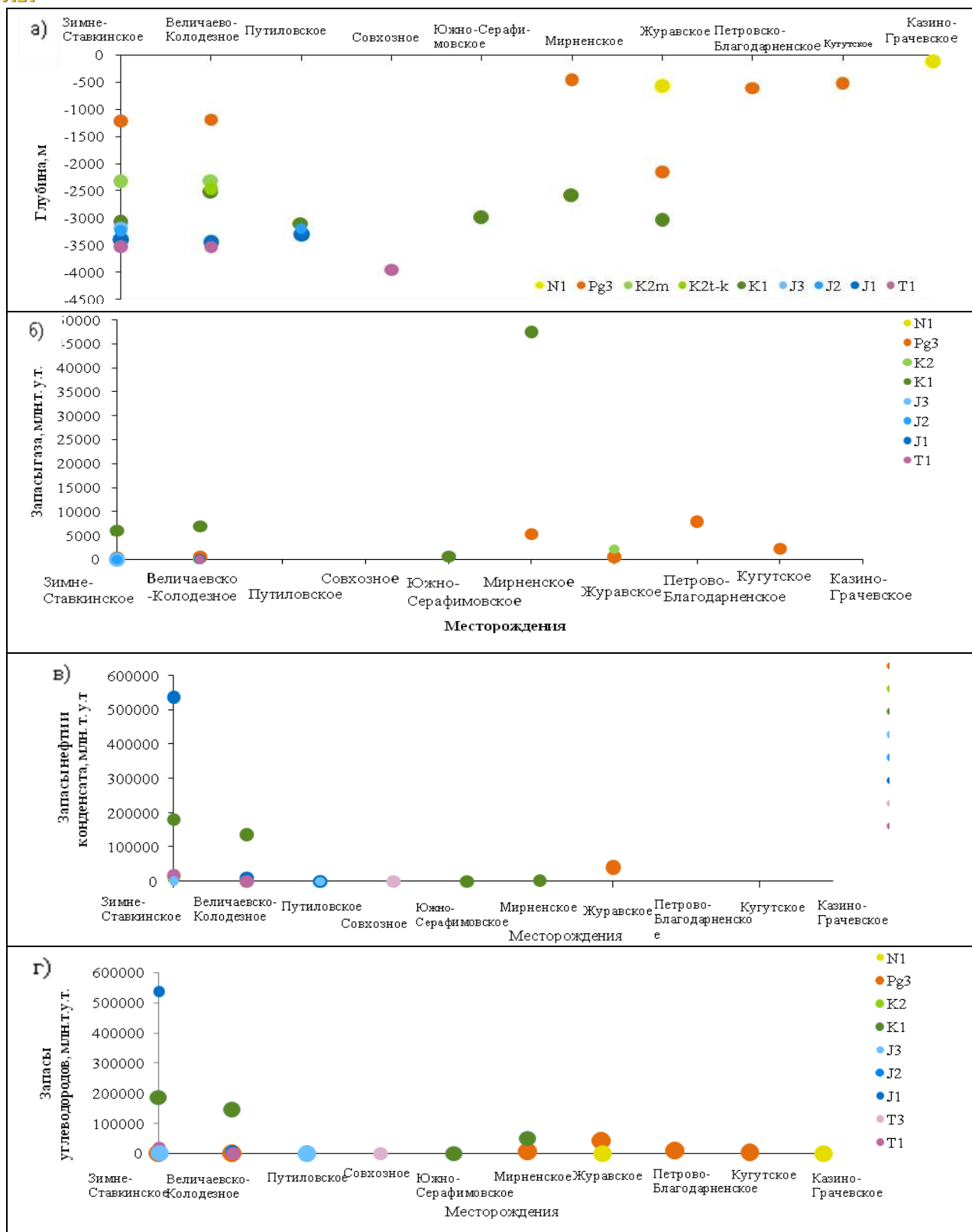
На территории Ставропольского края выделен современный тренд распределения месторождений по стратиграфическим комплексам, включивший 10

месторождений: Зимне-Ставкинское, Величаево-Колодезное, Путиловское, Совхозное, Южно-Серафимовское, Мирненское, Журавское, Петровско-Благодарненское, Кугутское, Казино-Грачевское. Построен профиль, показывающий изменение стратиграфического интервала нефтегазоносности месторождений УВ по тренду в выделенной области распространения месторождений [2, 3]. Проанализировано распределение месторождений по глубине, запасам и типу флюида вдоль выделенного тренда.

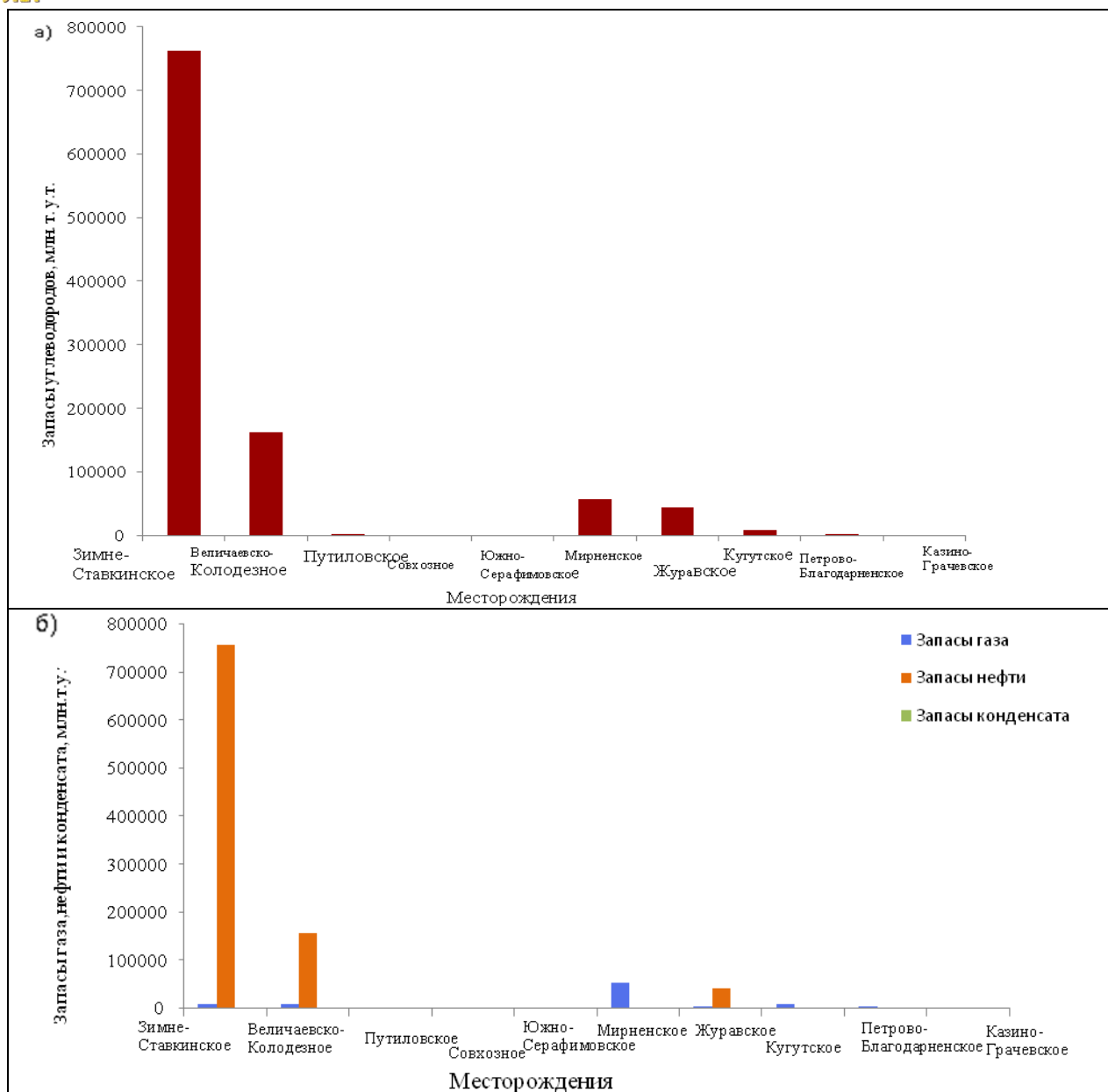
Проведенный анализ показал, что месторождения более древних стратиграфических комплексов расположены на большей глубине (рисунок 1 а - распределение нефтегазовых месторождений тренда по глубине и стратиграфии продуктивных отложений). Четко прослеживается уменьшение стратиграфического интервала нефтегазоносности вдоль тренда распространения месторождений углеводородов (УВ).

На рисунке 1 б, в, г соответственно приведено распределение запасов газа, жидких и общих запасов углеводородов вдоль тренда. Из распределений видно, что вдоль линии тренда запасы газа немного увеличиваются, а запасы жидких и общих запасов углеводородов уменьшаются. На рисунке 2 а, б показаны гистограммы распределений общих запасов и дифференцированно газа и жидких УВ. В целом достаточно четко видно уменьшение запасов по профилю. Величины запасов нефти и газа по некоторым месторождениям выбиваются из общих тенденций. Запасы нефти по Путиловскому, Совхозному, Южно-Серафимовскому ниже ожидаемых значений, что, вероятно, связано с их недостаточной опоскованностью. Величины запасов газа по Мирненскому выбиваются в сторону высоких значений, что, по всей видимости, связано с большей подвижностью газа, который стремится мигрировать из нижележащих и более древних горизонтов в более молодые и вышележащие горизонты.

Анализ приведенных распределений показывает существование определенных закономерностей распределения нефтегазовых месторождений в осадочной толще в соответствии с их крупностью [3]. Прослеживается закономерность приуроченности месторождений углеводородов в более древних комплексах к большей глубине, вдоль тренда наблюдается уменьшение этажа нефтегазоносности. Величина запасов вдоль линии трендов распространения месторождений в целом имеет тенденцию уменьшения в случае преобладания жидких углеводородов. В случае преобладания газа величина запасов вдоль тренда имеет некоторую тенденцию увеличения, что связано, вероятно, с миграцией газа из нижележащих отложений. Отмечены месторождения, которые по величине запасов выпадают по численным значениям из описанных тенденций. Это может быть объяснено существованием как не доопоскованных залежей в тех же и неоткрытых залежей в соседних стратиграфических комплексах. Построение и анализ вышеописанных распределений открытых месторождений дает возможность оценить перспективы нефтегазоносности и повысить эффективность поисково-разведочных работ уже в известных старых нефтегазоносных районах. Эти закономерности распределения месторождений УВ явно сильно зависят от палео- и современных геодинамических условий территории изучения [2, 3].



**Рисунок 1.** Распределение нефтегазовых месторождений тренда: а) по глубине и стратиграфии продуктивных отложений; б) по запасам газа; в) по запасам жидких углеводородов; г) по суммарным запасам углеводородов.



**Рисунок 2.** Гистограммы распределения а) общих запасов углеводородов; б) запасов газа, нефти и конденсата нефтегазовых месторождений вдоль тренда.

### Литература

1. Сидорчук Е.А. Новые направления геологоразведочных работ на территории старых газодобывающих районов Европейской части России // Сб. научн. тр. Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 года. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. С.76-83.
2. Ульмасвай Ф.С., Сидорчук Е.А., Добрынина С.А. Геодинамический фактор в распределении скоплений углеводородов в осадочной толще Предкавказья // Геология, география и глобальная энергия. 2013. № 2(49). С.60-71.
3. Ульмасвай Ф.С., Сидорчук Е.А., Добрынина С.А. Новые закономерности распределения нефтегазоносности в осадочной толще (на примере Предкавказья) // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018, № 1(20), С.17.



## МЕТОДИКА ПРОМЫШЛЕННОГО ИСПЫТАНИЯ СКВАЖИН С ЦЕЛЬЮ ВЫЗОВА ПРИТОКА УГЛЕВОДОРОДОВ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРИМАН РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН.

*Симутин И.В. (МГРИ, e-mail: fireadds@yandex.ru)*

*Тарасенко Г.В. (КГУТИ им. Ш. Есенова, e-mail: tarasenko-genadi@mail.ru)*

### Аннотация

Цель данного доклада – рассмотреть метод промышленного испытания 5 поисковых скважин на примере площади Кариман, общим метражом 19400 метров.

**Ключевые слова:** триасовые отложения, ИПТ, технология, вторичное вскрытие, перфорация, ПКО-89

Приуроченность поднятия Кариман к Жетыбай-Узеньской зоне нефтенакпления, близость его к месторождениям Северное Карагие и Северо-Западный Жетыбай, предполагаемое присутствие в разрезе достаточно мощной толщи перспективных верхне- и среднетриасовых отложений, наличие высокоамплитудного поднятия, осложненного тектоническим нарушением – все это обуславливает целесообразность ввода площади в поисковое бурение [1].

В ходе технологических мер по испытанию скважин, помимо химических обработок и использования ПГД-БК-150 (порохового генератора давления), предусматривается проведение испытаний отложений с помощью пластоиспытателей многоциклового действия на бурильных трубах, имеющие шифры КИИ-146, МИГ-127, «Уралец» [2,3]. Их использование позволяет расширить возможности метода: контролировать параметры пласта не только по данным одной кривой восстановления давления, а по двум или нескольким кривым; кроме того, создается возможность более глубоко изучить состояние ПЗП и возможность ее самоочистки от загрязнения при длительной эксплуатации объекта.

Максимальные интервалы испытаний могут быть доведены до 80-100м. Необходимым условием достоверности результатов их работы является создание репрессии вскрытия не менее 6 МПа. Также, корректная оценка насыщенности разреза достигается двукратным

превышением  $P_2$  над  $P_1$  в отложениях с каверновым (порывом) типом коллектора и 4-5 кратным превышением  $\Delta P_2$  над  $\Delta P_1$  в отложениях с трещинным типом коллектора. Как можно заметить, перепады давления могут быть в 2 и более раз. Это следует учитывать при использовании оборудования типа КИИ-146 или МИГ-127. Из таблицы (1) характеристики  $\Delta P_{max}$  испытателей пластов видно, что есть достаточный запас по описанному выше критерию. Температура эксплуатации возрастает с углублением спуска оборудования, ее максимальные значения также нужно рассматривать.

Тип оборудования	КИИ- 2М-146 КИИ-146	МИГ-6	МИГ-127	ИИ-2М-95 КИИ-95	МИК- 95	ИГ- 80	ИГ- 65	КИИ- 95 КИИМ-95
Макс. перепад давления, МПа	35	45	45	5	45	5	0	35
Максимальная температура, °С	170	200	200	70	200	00	00	200

**Таблица 1. Характеристики испытателей пластов**

Если при вскрытии перспективного разреза, отмечено поглощение промывочной жидкости, то необходимо остановить бурение скважины, снизить плотность промывочной жидкости до прекращения поглощения, провести геофизические работы и испытать отложения с помощью ИПТ в призабойной части скважины.

При неудачном испытании (обрушение площадки, разгерметизация и пр.), его необходимо повторить с уменьшением или увеличением интервала испытания.

Продуктивный пласт доюрских отложений представлен карбонатно-терригенно-вулканогенными породами, сланцами и гранитами со значительным содержанием в них неустойчивых глинисто-аргиллитовых разностей, залегающих как в виде массивных отложений, так и в виде отдельных пластов и пропластков. Нефтегазовые коллекторы, при их сравнительно низких емкостно-фильтрационных свойствах, характеризуются наличием развитой трещиноватости, играющей заметную, либо доминирующую, а нередко исключительную роль в формировании притока пластовых флюидов к скважине. Поэтому вскрытие продуктивной части разреза бурения и перфорацией, крепление и испытание скважин должно производиться с учетом минимального воздействия на пласт указанных технологических процессов и применяемых при этом рабочих агентов или же с учетом возможности устранения последствий такого воздействия.

При вскрытии пластов бурением эту проблему в основном решают путем применения рационального типа бурового раствора [4].

Для качественного вскрытия продуктивных отложений рекомендуется применять ингибирующие буровые системы на водной основе: хлоркалийевый или полимерхлоркалийевый буровые растворы. В качестве утяжелителя они должны содержать кислоторастворимый материал местного происхождения – молотый мел. Рецептуры этих буровых растворов, технология этих приготовления и применения в условиях Мангышлака разработаны КазНИПИнефтью [5,6] и опробованы на различных площадях.

Из всех водных систем, применяющихся в практике бурения, указанные растворы обеспечивают максимальную по степени и продолжительности устойчивость стволов скважин и минимальное ухудшение физических свойств коллекторов. Это имеет важное значение для повышения успешности, достоверности и информативности испытания объектов в процессе бурения и после его окончания.

С целью предотвращения необратимой закупорки флюидопроводящих каналов на большом удалении от скважины, в результате поглощения больших объемов бурового раствора, вскрытие коллекторов должно осуществляться при репрессии, составляющей 4-7% от пластового давления.

Технология углубления скважин в продуктивном разрезе, режим бурения и параметры бурового раствора должны учитывать создание минимальных гидродинамических нагрузок на степени скважины. Этой же цели должна быть подчинена и технология крепления скважин эксплуатационными колоннами. Здесь необходимо применять ступенчатое цементирование, тампонажные растворы соответствующей плотности с низкой водоотдачей, оптимальные режимы спуска и цементирования обсадных колонн.

Вторичное вскрытие продуктивных объектов производится кумулятивной перфорацией. Наиболее оптимальными типами перфораторов для глубоких скважин ПКО-89 (Рис.1) или НКОТ-89 с пределами термостойкости 1800-2000С, максимальной плотностью перфорации за один спуск 8 отв. И максимальной мощностью вскрываемого интервала за один спуск 10 м. При более низких температурах (до 1500С)

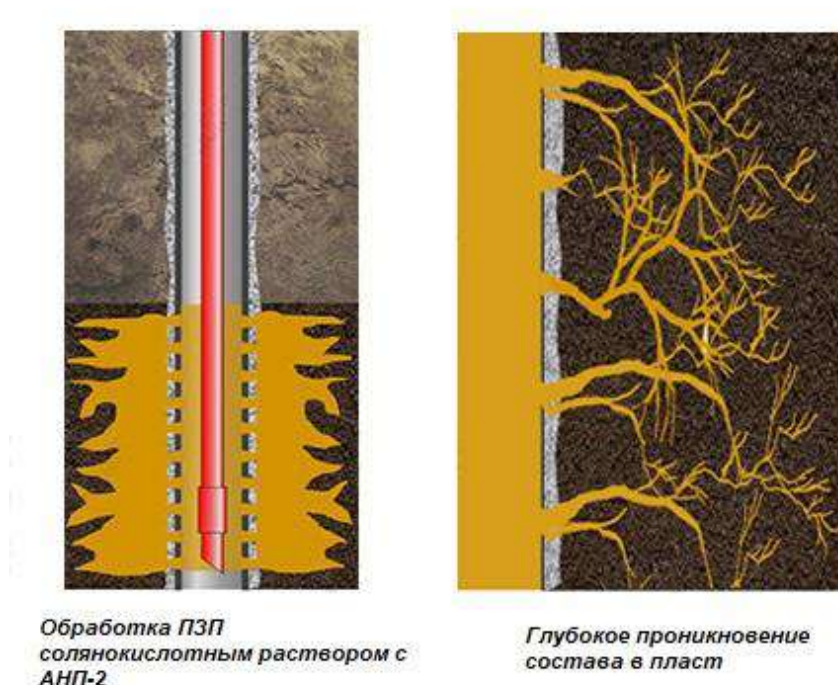
можно успешно применять перфораторы типа ПКО-105Т, обладающие теми же характеристиками и повышенной пробивной способностью.



*Рисунок 1. Кумулятивная корпусная перфорационная система однократного применения ПКО 89-АТ*

Рабочей средой при перфорации служит тот же буровой раствор, на котором велось первичное вскрытие пласта –хлоркаалиевой или полимерхлореалиевой меловой раствор.

Для очистки фильтра от колюматизирующей твердой фазы, после перфорации объекта и спуска НКТ до нижних отверстий фильтра, производится установка солянокислотной ванны 10-15%-раствором соляной кислоты с добавкой 10г/л ингибитора коррозии АНП-2 [6]. Продолжительность реагирования кислоты на забое-1-2 часа (Рис. 2)



*Рисунок 2. Солянокислотная ванна*

С целью вывоза притока из пласта производится снижение давления на забой

скважины. Для этого осуществляется целый комплекс мер по замене бурового раствора на облегченный, снижение уровня жидкости при помощи компрессоров с последующей аэризацией – продавливанием воздуха под башмак НКТ пачками воды...

На месторождении Кариман выделены четыре залежи нефти, три залежи А, Б1 (западный блок) и Б2 (восточный блок) в среднем триасе и одна в верхнем триасе.

Следуя рекомендациям и методике выбора технических средств и комплексов по заканчиванию скважин, в большинстве эти залежи опробовались, исследовались и разрабатывались совместно. Таким образом, в настоящее время на месторождении Кариман рассматривается основной эксплуатационный объект – Т2, в плане включающий залежи А и Б1 западного блока и залежь Б2 восточного блока, и содержащий 88 % всех геологических запасов месторождения.

### Литература

1. Коростышевский М. Н., Попова Л. А. Подсчет запасов нефти и газа группы месторождений Карагинской седловины Мангистауской области республики
2. Казахстан (Отчет по договору № 77/91).– Актау: КазНИПИнефть, 1993 г.
3. Лысенко В.Д. Проектирование разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1987 –246 с.
4. Лысенко В.Д. Оптимизация разработки нефтяных месторождений. – М. Недра, 1991 –295 с.
5. Закон Республики Казахстан. О недрах и недропользовании
6. Закон Республики Казахстан. Об охране окружающей среды. 15 июля 1997 г.
7. Закон Республики Казахстан. О чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера от 5.07.1996 г.
8. Рабинович А. А, Котов В. П. и др. Проект поискового бурения на площади Алатюбе. – Актау: КазНИПИнефть, 1988 г.
9. Досмухамбетов Д. М., Котов В. П. и др. Дополнение к проекту поискового бурения на площади Алатюбе. – Актау: КазНИПИнефть, 1988 г.



## ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ СПЕКТРАЛЬНОЙ ИНВЕРСИИ

*Фазерева В.А.\* (ООО «Газпромнефть НТЦ», fagereva.va@gazpromneft-ntc.ru),  
Буторин А. В. (ООО «Газпромнефть НТЦ», butorin.av@gazpromneft-ntc.ru), Краснов  
Ф.В. (ООО «Газпромнефть НТЦ», krasnov.fv@gazprom-neft.ru)*

### Аннотация

Практическое использование спектрального анализа для решения разнообразных задач современной сейсморазведки достаточно широко. В данном докладе будут раскрыты возможности применения результатов спектральной инверсии на примере месторождения Восточной Сибири и показаны преимущества данного подхода перед стандартными методами.

**Ключевые слова:** спектральная декомпозиция, спектральная инверсия, ОМР, Lasso, Восточная Сибирь, синхронная инверсия, коэффициенты отражения

### Метод спектральной инверсии

Подробное описание теоретической основы методов спектральной инверсии дано в работе [1].

В рамках спектральной инверсии вводится понятие мульти-вейвлетной сверточной модели:

$$s(t) = \sum_k^K [w(t,k) * r(t,k)] + n(t)$$

Индекс  $k$  соответствует определенному вейвлету  $w(t,k)$  из заданной библиотеки  $D$ , которому отвечает конкретная трасса коэффициентов отражения  $(r(t,k))$ . Таким образом, сейсмическая трасса может быть описана сочетанием множества вейвлетов, каждому из которых соответствует вейвлет-зависимая трасса коэффициентов отражения.

Представленная сверточная модель может быть выражена в матричной форме, где  $D$  – матрица вейвлетов (библиотека вейвлетов),  $m$  – матрица соответствующих вейвлет-зависимых коэффициентов отражения,  $n$  – аддитивный шум:

$$s = (w_1 \dots w_k) \begin{pmatrix} r_1 \\ r_k \end{pmatrix} + n = Dm + n$$

Решение поставленной задачи выполняется с использованием метода наименьших квадратов:

$$J = \|s - Dm\|^2 \rightarrow \min$$

Таким образом, алгоритм спектральной инверсии сводится к задаче аппроксимации входной сейсмической трассы набором вейвлетов из определенной библиотеки. Наличие отдельных вейвлетов позволяет вычислить для каждого из них частотно-временной спектр с использованием преобразования Вигнера-Виля. Суммирование спектров аппроксимирующих вейвлетов позволяет получить результирующий частотно-временной спектр входной трассы.

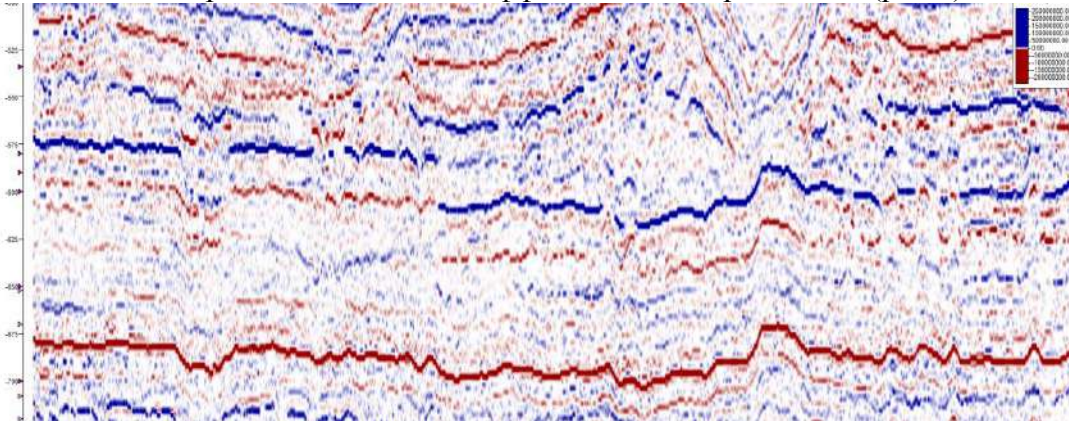
### Практическое применение результатов спектральной инверсии

Для понимания возможных путей практического использования получаемой в результате спектральной инверсии информации в рамках геологической интерпретации, необходимо рассмотреть, какие именно данные являются итоговыми для данного алгоритма.

Исходя из алгоритма спектральной инверсии, описанного ранее, основной задачей является аппроксимация входной трассы серий коэффициентов, отвечающих

вейвлетам из заданного словаря. Таким образом, в качестве результата могут быть рассмотрены два массива данных – коэффициенты аппроксимации и частотно-временной спектр для каждой входной трассы. В данной работе мы рассмотрим возможность применения коэффициентов аппроксимации

Наиболее простым является формирование кубов коэффициентов аппроксимации, как по отдельным частотам, так и суммарно по всем вейвлетам словаря. В случае использования разночастотных вейвлетов, подобное представление может быть ассоциировано с «псевдо-коэффициентами отражения». (рис.1)



**Рисунок 1.** Разрез куба «псевдо-коэффициентов отражения», полученных путем суммирования всех коэффициентов разложения спектральной инверсии

Интегрирование трассы псевдо-коэффициентов по времени, позволяет получить относительный акустический импеданс. Восстановление абсолютных значений акустического импеданса достигается добавлением низкочастотной фоновой модели, полученной из скважинных данных.

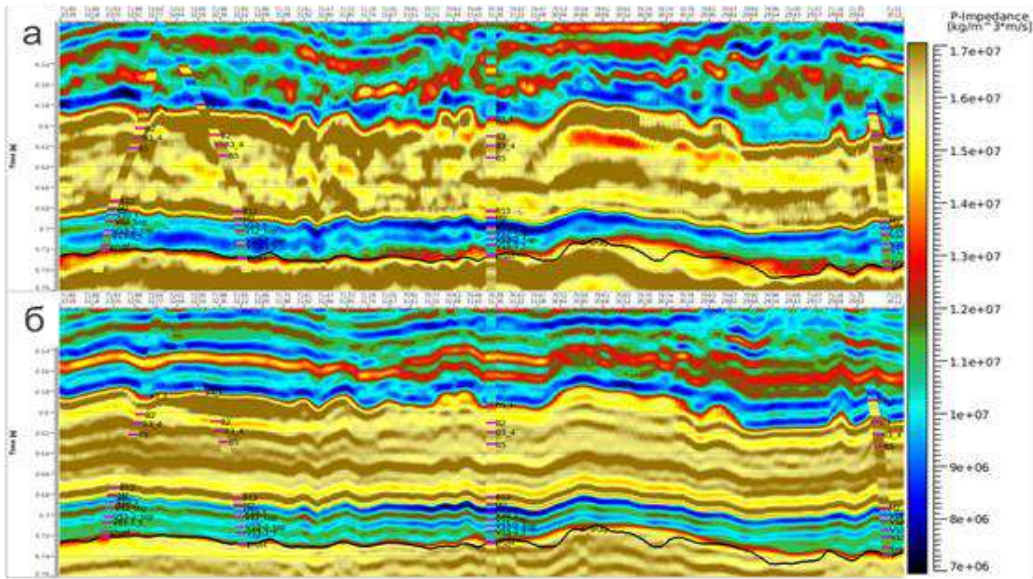
#### **Анализ результатов**

Для апробации алгоритма выбрано одно из месторождений Восточной Сибири. В тектоническом плане участок находится в пределах Непского свода Непско-Ботуобинской антеклизы. На месторождении продуктивными являются пласты В13, В12, В10, Б12, Б5 и Б1 терригенно-карбонатных отложений венда и нижнего кембрия. Отрицательно влияют на прогнозные свойства сейсмических данных совокупность негативных предпосылок, таких как:

- Неоднородная ВЧР, рассеченный рельеф.
- Высокоскоростной разрез.
- Постседиментационная тектоника.
- Интрузивные образования: «траппы», дайки.
- В разрезе присутствуют акустически «яркие» (контрастные) отражающие границы, существенно осложняющие изучение целевого терригенного интервала.

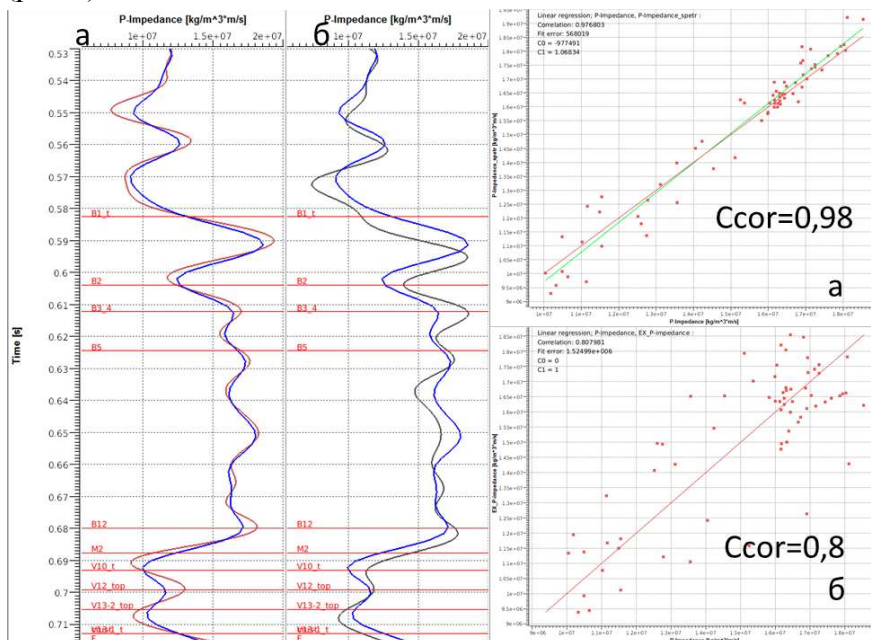
В рамках данной работы анализировались результаты алгоритма синхронной инверсии, основанной на низкочастотной модели и акустический импеданс, полученный с использованием итоговых данных спектральной инверсии, а именно псевдокоэффициентов отражения. (рис.2)



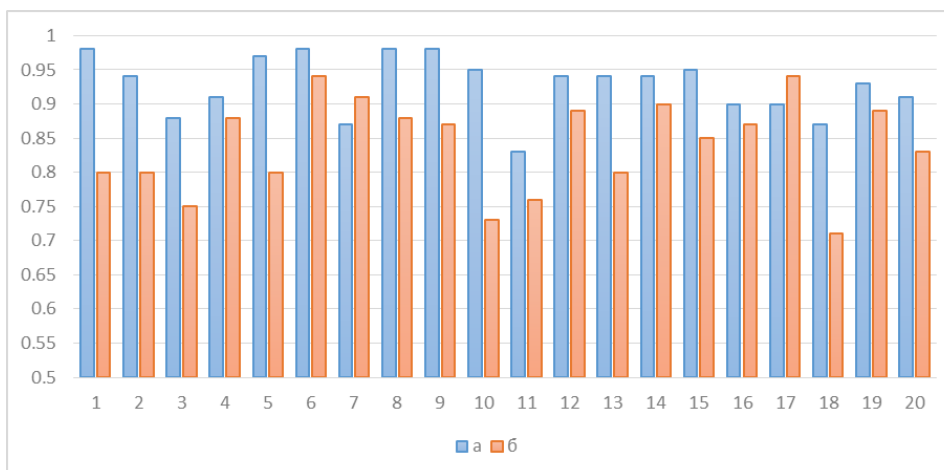


**Рисунок 2.** Пример разреза акустического импеданса через скважины (а-результат синхронной инверсии, б-результат инверсии с рассчитанными с использованием коэффициентов отражения

Для определения качества предлагаемого подхода, трассы акустического импеданса, полученные из алгоритма стандартной и спектральной инверсии, сравнивались с данными ГИС по скважинам. В качестве критерия контроля качества выступал коэффициент корреляции между данными ГИС и соответствующей прогнозной трассой акустического импеданса (рис.3). В результате выполненной оценки установлено, что прогнозный импеданс, полученный по результатам спектральной инверсии, характеризуется более высокой сходимостью с данными ГИС. Для оценки устойчивости решения, подобное сравнение было выполнено по 20 скважинам. (рис.4)



**Рисунок 3.** Пример восстановления акустического импеданса в точке скважины. (а-импеданс, рассчитанный с использованием коэффициентов отражения (красным цветом восстановленная кривая), б-импеданс полученный в результате синхронной инверсии (черным цветом восстановленная кривая), синим цветом исходная кривая ГИС)



**Рисунок 4.** Диаграмма  $K_{кор}$  восстановления акустического импеданса в 20 скважинах. (а-импеданс, рассчитанный с использованием коэффициентов отражения, б-импеданс полученный в результате синхронной инверсии)

#### Выводы:

Результаты выполненного исследования, позволяют установить, что алгоритм получения акустического импеданса, основанный на результатах спектральной инверсии, обеспечивает оценку свойств, превосходящую по точности стандартный подход к инверсии. В 90% скважин коэффициент корреляции между прогнозными и измеренными значениями акустической жесткости оказывается выше и стремится к 1, при этом дисперсия отклонения от тренда уменьшается. Полученные результаты свидетельствуют о применимости спектральной инверсии для решения задачи восстановления акустической жесткости разреза.

#### Литература

1. Буторин А.В., Краснов Ф.В. «Сравнительный анализ методов спектральной инверсии на примере модельных трасс» // Геофизика. 2016. №4. с. 42-47
2. Луковенкова О.О. «Сравнение методов разреженной аппроксимации на примере сигналов геоакустической эмиссии», Вестник КРАУНЦ. Физ.-мат. науки. 2014. № 2(9). С. 59-67. ISSN 2079-6641
3. Ягола А.Г. Обратные задачи и методы их решения. Приложения к геофизике / А.Г. Ягола, Ван Янфей, И.Э. Степанова, В.Н. Титаренко / -М.: БИНОМ. Лаборатория знаний, 2014. -216 с.
4. Castagna, J. P., S. Sun, and R. W. Siegfried, 2003, Instantaneous spectral analysis: Detection of low frequency shadows associated with hydrocarbons: The Leading Edge, 22, 120–127.
5. John P. Castagna, Shengjie Sun, Comparison of spectral decomposition methods, first break volume 24, March 2006
6. Chakraborty, A., and D. Okaya, 1995, Frequency-time decomposition of seismic data using wavelet based methods: Geophysics, 60, 1906-1916.
7. Cohen, L., 1995, Time frequency analysis: Prentice Hall PTR.
8. Girolodi, L. and F. Alegria. “Using spectral decomposition to identify and characterize glacial valleys and fluvial channels within the Carboniferous section in Bolivia.” The Leading Edge 24 (2005): 1152–1159.
9. Liu, J. and K. Marfurt. “Instantaneous spectral attributes to detect channels.” Geophysics 72 (2007): P23–P31.



## К ВОПРОСУ МОДЕЛИРОВАНИЯ СРЕДНИХ ПО РАЗМЕРАМ ЗАЛЕЖЕЙ СЕНОМАНА СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ В СВЯЗИ С ПОДСЧЕТОМ ЗАПАСОВ ГАЗА

*Царев В.В. (ФГБУ «ВНИГНИ» Tsarev.Vladimir@mail.ru)*

### Аннотация

Для этих залежей характерно двухчленное строение: в верхней части продуктивного разреза присутствуют прибрежно - морские отложения (I тип), в нижней – континентальные (II тип), имеющие газонасыщенность значительно меньше, чем вышележащие. На примере сеномана Восточной части Уренгойского месторождения установлено наличие трех самостоятельных залежей газа с различной степенью изученности: массивная и пластовая сводовая залежи, связанные с прибрежно-морскими отложениями и литологически ограниченная залежь, приуроченная русловому врезу. Показано, что объединение в единый подсчетный объект двух типов отложений с резко различной газонасыщенностью и изученностью приводит к существенному завышению промышленных запасов.

**Ключевые слова:** Сеноманская залежь, коллекторские свойства, испытание пластов, подсчет запасов газа

На геологическое строение сеноманского резервуара существуют две точки зрения. На начальной стадии изучения и освоения сеноманских залежей Западной Сибири многие исследователи считали, что сеноманский резервуар условно однороден. В дальнейшем разрез сеноманского резервуара Русского, Харасавейского, Юбилейного, Ямбургского, Вынга-Пуровского, Заполярного месторождений по комплексу промыслово-геофизических методов исследований скважин и лабораторных исследований керна дифференцирован на четыре регионально выдержанные песчаные пачки и разделяющие их непроницаемые или слабопроницаемые разделы. Впервые показано, что выделенные песчаные пачки и разделы являются основными элементами разреза сеноманских отложений, которые хорошо прослеживаются по всей территории севера Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [3,4].

Авторы этих работ отмечают сильную изменчивость литологического состава сеномана, значительную слоистую неоднородность, неравномерную глинистость, сильную расчлененность разреза. Разрезы скважин, составленные по материалам ГИС в эксплуатационных скважинах, расположенных в пределах одного куста, на расстояниях от 50—70 до 150—200 м, часто практически не сопоставимы. Дифференциация разреза сеноманских залежей на песчаные пачки позволяет увеличить эффективность их поисков и разведки и повысить достоверность подсчета запасов, а также может быть использована при выборе эксплуатационных объектов и системы разработки. В целом, отложения сеномана Надым-Пурской и Пур-Тазовской нефтегазоносных областей условно могут быть разделены на две укрупненные пачки: глинисто-алевролитовую (прибрежно-морские отложения – I тип) и песчано-алевролитовую (континентальную – II тип).

Первый тип, залегающий в верхней части продуктивного разреза (толщиной до 200-300 м), содержит основные запасы газа, поэтому ему было уделено наибольшее внимание, включающее выделение различных циклов осадконакопления, наличие размывов, фациальных замещений и выклинивания отдельных алеврито-песчаных тел и вероятные зоны гидродинамической связи (литологические окна) между проницаемыми единицами разреза. Указанные исследования были посвящены повышению эффективности освоения сеноманских залежей [2,4,5,6 и др.].

Второй тип, залегающий в нижней части продуктивного разреза (толщиной 5-20 м), характеризуется более выраженной неоднородностью, представлен русловыми врезами, заполненными песчано-алевритовыми породами, которым свойственно эрозионное залегание, рукавообразная форма тел, отсутствие связи их распространения с современной структурой. Газонасыщенность нижнего продуктивного разреза значительно меньше, чем у вышележащего, поэтому он, как правило, рассматривался как «переходная зона» от недонасыщенной газом части залежи к предельно газонасыщенной.

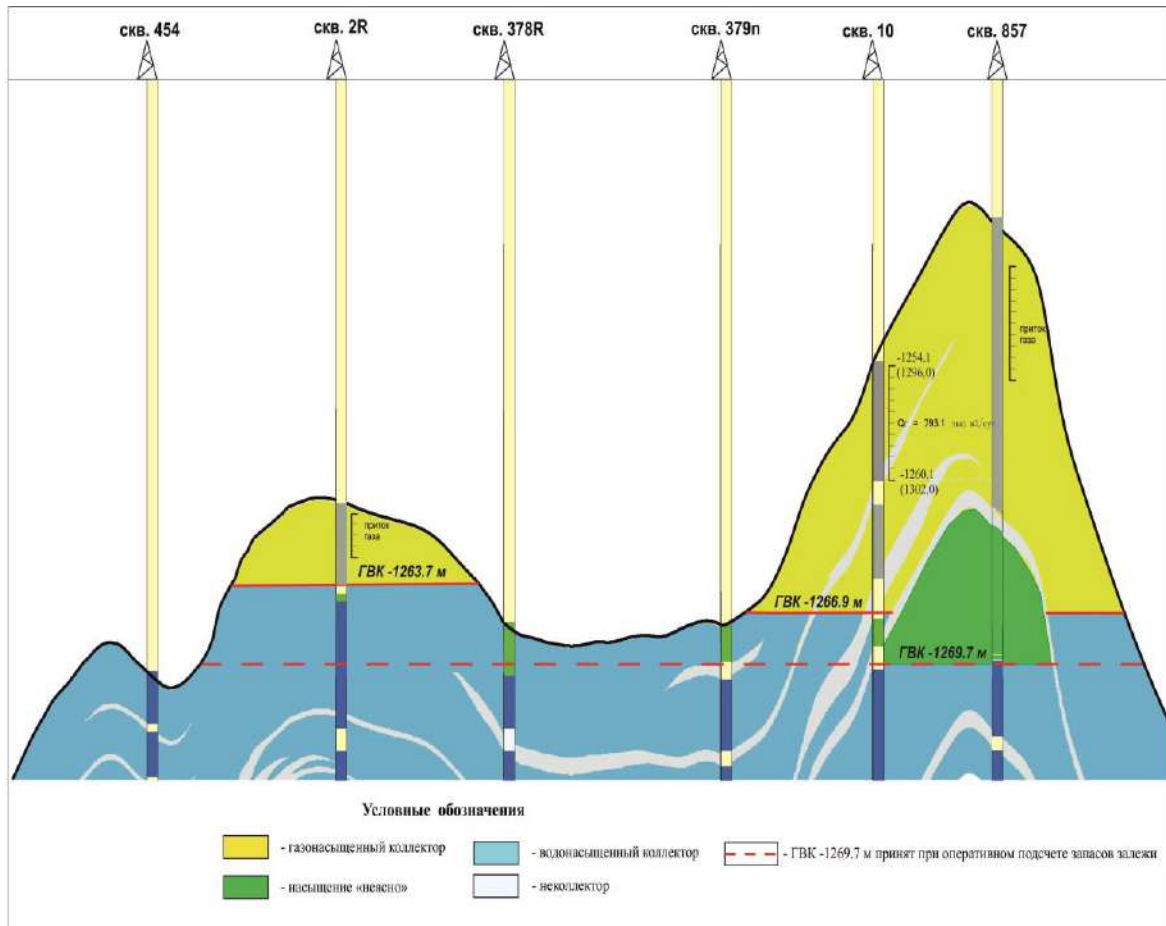
Наличие «переходной зоны» отмечалось на многих залежах сеномана. Так, например, при подсчете запасов газа сеномана Ямбургского месторождения были выделены два контакта - ГВК<sub>1</sub> и ГВК<sub>2</sub>. Выше ГВК<sub>1</sub> присутствует предельное газонасыщение, ГВК<sub>2</sub> разделяет слабо газонасыщенные от явно водонасыщенных. При средней толщине двухфазной зоны (газ+вода) порядка 12 м и огромных размерах залежи «переходная зона» может содержать значительные запасы газа. При опробовании «переходной зоны» в открытом стволе отдельных скважин на Ямбурге были получены незначительные притоки газа с водой. В процессе разработки при повторном ННК ряда скважин отмечено в «переходной зоне» уменьшение газонасыщенности, что, вероятно, обусловлено перетоком некоторого количества газа из «переходной зоны» в основную разрабатываемую часть залежи. Оценка масштаба проявления этого процесса не проводилась [1].

В процессе разведки средних по запасам залежей, имеющих небольшой этаж газоносности, опробования обычно назначаются в верхней части разреза, нижняя часть разреза, представленная русловыми врезами, остается практически неизученной. Последнее обстоятельство существенно влияет на достоверность принимаемой геологической модели залежи и оценку ее запасов. Показательным примером в этом плане служит сеноманская залежь, расположенная в восточной части Уренгойского месторождения.

В пласте ПК<sub>1</sub> в четко выделяются: верхняя часть пласта, представленная мелководно-морскими отложениями (первый тип) и нижняя часть, сложенная отложениями речной долины (второй тип).

Коллекторы первого типа характеризуются газонасыщенностью 60 - 70% , продуктивность подтверждена испытаниями (скв.2R, 380, 10R, 857R), в которых получены притоки газа дебитами 300-500 тысм<sup>3</sup>/сут. Коллекторы второго типа по данным ГИС представляют зону с насыщением «неясно» или «газ + вода», газонасыщенность здесь изменяется в пределах 16-40%. Нижняя часть разреза не испытана.

Все скважины, вскрывшие сеноманские отложения, можно разделить на три группы: к первой группе относятся скважины, вскрывшие 1 и 2 типы отложений (скв.857, 10, 2), ко второй группе – только 1 тип отложений (скв.380) и к третьей группе – только 2 тип отложений (скв. 378, 379) (рис.1).



**Рисунок 1.** Геологический профиль по линии скв. 454, 2R, 378R, 379R, 10, 857 Восточной части Уренгойского месторождения

В скв.857 в верхней части разреза по данным ГИС пласт газонасыщен, при опробовании получен приток газа дебитом 354 тыс. м<sup>3</sup> /сут, в нижней части разреза насыщение пласта «неясное». В скв.10 в интервале отметок –1253,9-1260,2 м газонасыщенность разреза составила 0,602, в интервале – 1261.4 - 1265.2 м насыщение пропластка – газ+вода. В скв.380 разрез сеномана полностью газонасыщен до отметки – 1266,9 м, ниже пласт водонасыщен. В скв.378 и 379 газонасыщенная часть отсутствует, в интервалах -1267,6 – 1269,6 м ( скв.378) и -1267,7 – 1269,7 м (скв.379) пласт имеет соответственно насыщение «неясно» и «возможно продукт». В скв.2 в интервале отметок - 1255,8-1263,7 м пласт газонасыщен: Кг = 0,627. Зона неоднозначности отмечается в интервале –1264,8-1265,8 м, насыщение пропластка – газ+вода: Кнг = 0,467.

При оперативном подсчете запасов газа залежи ГВК принят на отметке – 1269,7 м по скв.856, т.е. единым для первого и второго типов отложений. На балансовый учет по категории С1 были поставлены запасы газа в районе скв. 10 и 857, опробованные в верхней части разреза и неопробованные в нижней с неясным насыщением. При этом утвержденная геологическая модель сеномана представляет собой массивную залежь с двумя куполами, соединенными между куполами тонкой перемычкой.

Учитывая данные по пробуренной позднее скв.2 и существенные различия в газонасыщенности пластов, связанные с неоднородностью сеноманского резервуара, вместо одной массивной залежи рекомендуется выделять три гидродинамически различные залежи:

1) массивная залежь газа в районе скв. 2R, 2) пластовая залежь в районе скв. 10 и 857 и 3) литологически ограниченная возможно продуктивная залежь, приуроченная к русловому врезу в районе скв.857 (рис.1).

В настоящее время в разведке находятся 45 месторождений и подготовлены к бурению несколько десятков перспективных структур, в которых прогнозируются открытие средних и частично крупных по запасам газа сеноманских залежей.

Как показал опыт, объединение запасов газа разной насыщенности в один подсчетный объект обычно приводит к значительным погрешностям (в нашем случае более чем 1,5 раза). Чтобы избежать этого, рекомендуется при проведении геологоразведочных работ рассмотреть возможность выделения самостоятельных залежей газа (объектов подсчета запасов) с различной насыщенностью.

### Литература

1. Андреев О.Ф. Особенности разведки и разработки газовых месторождений Западной Сибири / О.Ф. Андреев, К.С. Басниев, Л.Б. Берман и др. - М.: Недра, 1984. - 212 с.
2. Дюкалов С.В. Опыт расчленения и корреляции сеноманских разрезов газовых месторождений Западной Сибири / С.В. Дюкалов, А.Н. Кирсанов // Геологическое моделирование газовых месторождений: сб. науч. тр. - М.: ВНИИГАЗ, 1986. - С. 43-53.
3. Ермаков В.И, Миронова С.В., Шаля А.А.. "Циклический анализ сеноманской продуктивной толщи месторождения Медвежье". -М.: Геология нефти и газа. 1978, №5. с. 17-22.
4. Ермилов О.М., Лапердин А.Н., Иванов С.И. Разработка крупных газовых месторождений в осложненных условиях эксплуатации. Новосибирск, Изд-во СО РАН, 2007, 274 с.
5. Комардинкина Г.Н. Особенности строения сеноманской продуктивной толщи Ямбургского месторождения. -М.: ИГИРГИ, 1975.5 с.
6. Миронова С.В. "Неоднородность сеноманской продуктивной толщи Ямбургского месторождения" -М.: ВНИИЭГазпром сер. геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений, 1982, вып. 11, с.3-4.



## ОСОБЕННОСТИ МЕТОДИКИ РАЗВЕДКИ МЕТАНОУГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

*Швачко Е.В. \* (АО «Газпром промгаз», e.shvachko@promgaz.gazprom.ru), Хрюкин В.Т., (АО «Газпром промгаз», v.khryukin@promgaz.gazprom.ru), Сизиков Д.А. (АО «Газпром промгаз», d.sizikov@promgaz.gazprom.ru), Абарбанель Е.Г. (АО «Газпром промгаз», e.abarbanel@promgaz.gazprom.ru)*

### Аннотация

Этапность и стадийность геологоразведочных работ на метаноугольных месторождениях практически не отличается от стадийности разведки традиционных месторождений нефти и газа. Различия заключаются в применяемых методах, в их комплексировании и интерпретации результатов. Важную роль в геолого-экономической оценке перспективности разработки метаноугольных месторождений играют определение морфологии и гипсометрии угольных пластов, их природной метаноносности, фильтрационно-емкостных характеристик угольных пластов, а также геомеханическое состояние массива.

**Ключевые слова:** Метаноугольное месторождение, сорбционные характеристики углей, фильтрационные свойства угольных пластов, освоение скважин

**Цель работы.** Обоснование комплексирования различных методов исследования при подготовке к освоению метаноугольных месторождений.

**Методы.** Обобщение опыта разведки и опытно-промышленной разработки метаноугольных месторождений Кузбасса.

Добыча метана из угольных пластов за последние 15-20 лет превратилась в значимую отрасль энергообеспечения во многих странах мира. Добыча метана в промышленных масштабах осуществляется в США, Австралии, Китае. Лидером в добыче метана являются США, где в 2016 году добыча метана достигала 50 млрд.м<sup>3</sup>. Россия обладает одними из самых масштабных в мире ресурсов метана в угольных пластах, которые оцениваются в 83 трлн.м<sup>3</sup>. По результатам разведки метаноугольных месторождений Кузбасса на Государственный баланс по категориям C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub> поставлено более 200 млрд. м<sup>3</sup> метана.

1. Метаноугольное месторождение: локальная, пространственно ограниченная по структурным, горно-геологическим или технико-экономическим признакам часть метаноугольного бассейна, содержащая одну или несколько метаноугольных залежей, пригодных для промышленной добычи. Угольные пласты рассматриваются как пористо-трещинные коллекторы, в которых основной объем метана (95-98%) сосредоточен в матрице угля в сорбированном состоянии, а фильтрационные характеристики предопределены трещиноватостью угольных пластов. Метаноносность угольных пластов на глубинах 800-1000 м у углей с отражательной способностью витринита 1,5-2,0% достигает до 25-28 м<sup>3</sup>/т с.б.м. Отличительной чертой метаноугольных залежей от традиционных газовых залежей является отсутствие покрывки, а также отсутствие газо-водяного контакта.

2. Этапность и стадийность геологоразведочных работ на метаноугольных месторождениях практически не отличается от стадийности разведки традиционных месторождений нефти и газа. Различия заключаются в применяемых методах, в их комплексировании и интерпретации результатов.

3. На региональном этапе оцениваются общие закономерности угленосности, марочный состав углей, глубины погружения угленосных отложений. Целью работ регионального этапа работ является оценка прогнозных ресурсов метана, оценка

перспективности угленосных бассейнов, площадей для выявления метанугольных месторождений и определение очередности постановки на них поисково-оценочных работ. Основные методы исследований соответствуют методам регионального изучения нефтегазоносных бассейнов, включая сейсморазведочные работы по системе опорных профилей, обобщение и анализ геолого-геофизической информации, результатов бурения опорных скважин.

4. Целью работ поисково-оценочного этапа является поиск метанугольных месторождений, подготовка выявленных перспективных площадей и месторождений к разведочному бурению, оценка ресурсов и подсчет запасов метана по промышленным категориям, получение исходных данных для разработки проекта пробной эксплуатации залежи, либо опытно-промышленной разработки (ОПР) месторождения.

Основные методы исследования связаны с геофизическими, гидродинамическими исследованиями и пробной эксплуатацией поисково-оценочных скважин. Они включают: дешифрирование и анализ аэро- и космоснимков, геофизические исследования скважин (КС, ГК, ГГК, АКШ), сейсморазведочные работы (МОВ ОГТ, ВСП, ПСМ), гидродинамические исследования скважин, отбор керн для исследований физико-механических и коллекторских свойств углевмещающих пород, отбор керн углей для исследования их газоносности и сорбционных характеристик. По результатам исследований поисково-оценочного этапа разрабатываются геолого-структурная и гидродинамическая модели.

Специфика проведения и интерпретации сейсморазведки на метанугольных месторождениях предопределяется невысокой разрешающей способностью сеймики, позволяющей отслеживать объекты с толщинами более 10-15 м, в то время как угольные пласты мощностью от 1 до 3 м составляют 80-90 % в разрезе большинства месторождений Кузбасса, т.е. увязать по результатам сеймики удастся лишь отдельные пласты. Для увеличения разрешающей способности сеймики приходится применять специальные методы обработки и интерпретации данных.

На метанугольных месторождениях Кузбасса используется в полной мере подход извлечения вторых гармоник из наблюденного сейсмического сигнала, при использовании вибрационного источника упругих волн. При этом спектр смещается в сторону высоких частот, разрешающая способность сейсмической записи повышается.

С целью оценки напряженно-деформированного состояния массива (НДС) на изучаемых месторождениях используется обращенная модификация метода ПМ-НВСП. Информация о ориентации трещиноватости (преимущественно вертикальной) также может быть получена из данных трехкомпонентного непродольного вертикального профилирования. По результатам ПМ-НВСП проводится коррекция эксплуатационного бурения (расстояние между скважинами, ориентация стволов горизонтальных скважин).

Данные АКШ используются при ранжировании угольных пластов по степени перспективности, с целью оптимизации проведения дорогостоящих процедур интенсификации.

В силу невысокой механической прочности угля оценка фильтрационных характеристик углей в лабораторных условиях (образец разгружен от горного давления) не является адекватной, поэтому фильтрационные характеристики угольных пластов целесообразно определять по результатам гидродинамических исследований скважин. При исследовании скважин необходимо депрессию на пласты удерживать ниже давления начала десорбции газа.

Поскольку угольный пласт рассматривается как пористо-трещинный коллектор, важную роль в определении параметров сетки эксплуатационных скважин, в ориентировании горизонтальных стволов будет играть геомеханическое состояние

угленосного массива (ориентировка полей напряжения относительно основной системы трещин).

Также одной из основных задач является определение относительной фазовой проницаемости угольных пластов.

5. Целью разведочного этапа является получение исходных данных для разработки технологической схемы разработки выявленных месторождений, а также перевод запасов категории  $C_2$  в категорию  $C_1$ , подсчет запасов по категориям  $C_1$  и  $C_2$ , в т.ч. определение коэффициента извлечения газа (извлекаемой части запасов).

Основные методы исследования на разведочном этапе: геофизические и гидродинамические исследования скважин, пробная эксплуатация разведочных скважин.

В геолого-структурной модели, используемой для подсчета запасов метана, учитываются закономерности изменения качественных показателей и массы угля в расчетных ячейках, а также выявленные в процессе геологоразведочных работ закономерности изменения метаноносности угольных пластов по глубине и по площади месторождения.

Оценка добычных возможностей метаноугольных скважин, прогноз объема извлекаемых запасов производится по результатам пробной эксплуатации разведочных скважин. Эксплуатация метаноугольных скважин скорее напоминает эксплуатацию нефтяных, чем газовых скважин. Трещинный объем пластов заполнен водой. Для создания депрессии на пласты, для вызова притока газа в скважину спускается насосное оборудование ниже нижнего промыслового объекта. Вначале при снижении уровня жидкости в скважине из скважины поступает только вода, при достижении уровня 180-250 м начинается десорбция метана из угля и в пласте формируется двухфазный поток. В скважине происходит разделение потока: по лифтовой колонне насос поднимает воду, по затрубному пространству за счет пластового давления поднимается свободный газ. Со временем дебит воды уменьшается, а дебит газа возрастает.

При пробной эксплуатации разведочных скважин одной из задач является определение оптимального режима освоения скважин, поскольку интенсивное создание депрессии сокращает сроки освоения скважины, но создает риск разрушения прискважинной зоны пласта и ее кольматацию. Низкий темп создания депрессии увеличивает срок освоения скважин и уменьшает скорость развития депрессионной воронки.

## ОСОБЕННОСТИ КЛИНОФОРМНОГО КОМПЛЕКСА ПОРОД ЗАПАДНОЙ СИБИРИ СУРГУТСКОГО СВОДА

*Шевченко Д.С. (МГРИ), Гутман И.С. (МГРИ, ООО «ИПНЭ»)*

На данный момент в условиях Западной Сибири стоит вопрос о поиске новых месторождений углеводородов. Наиболее перспективным объектом в этом отношении может являться клиноформная толща неокома Западной Сибири. По масштабам, их сохранности и региональной нефтегазоносности данный объект является одним из крупнейших в мире. Изучение ловушек в этой толще – одна из немаловажных задач, поэтому необходимо понять и изучить условия образования данных комплексов.

Первоначально термин «клиноформа» был использован Дж. Ричем для обозначения фациальных условий осадконакопления, но термин быстро приобрел морфологическое значение. Под клиноформными отложениями понимают циклически построенную толщу заполнения глубоководного бассейна путем бокового наращивания континентального склона. Отдельные клиноформы представляют собой результат единичного цикла осадконакопления. [1]

При поиске и разведке ловушек важно понимание генетических условий их образования. Существуют различные мнения на условия формирования клиноформного комплекса Западной Сибири, так клиноформы рассматриваются как дельтовый комплекс (Г.Н. Гогоненков, Н.Х. Кулахметов, К.М. Шимкус, А.Е. Шлезингер и др.). Существует мнение о том, что ачимовские клиноформы образуются на рубеже океана и суши (Н.Я. Кунин, М.В. Проничева) и связываются некоторыми учеными с континентальным склоном (В.С. Соседков). мнение о некомпенсированной седиментации в центральной части глубоководного бассейна и колебания уровня моря (О.М. Мкртчян, С.П. Тюнегин, В.С. Соседков, Ю.Н. Сурков, Н.А. Брылина). Ф.Г. Гурари связывает образование клиноформ с климатическими флуктуациями. Образование клиноформ объясняется сносом материала ливневыми потоками из области питания и пульсационным заполнением зоны некомпенсации при резкой смене жаркого сухого климата на влажный. Этой же точки зрения придерживаются С.В. Алехина, А.Н. Шадрина, А.Н. Страхова, Г.А. Берилко и Л.Ф. Найденова и др. Существует гипотеза о формировании клиноформ вследствие прогибания морского дна и бокового наращивания. (Е.А. Артюшков, Т.Ф. Колмаков, В.С. Старосельцев и др.). Тектоническую природу формирования клиноформной толщи устанавливают авторы работы (И.Ю. Балабан В.М. Староверов Г.П. Кузнецова, М.И. Саакян и др.) выполненной под руководством И.С. Гутмана. По их мнению, пачки пород слагающие клиноформы являются результатом разноскоростного прогибания в один и тот же временной интервал.

Более детально следует рассмотреть доказательные моменты именно этой работы на примере месторождений Дружное, Самотлор, Восточно-Придорожное. Дружное расположено в пределах Сургутского свода, месторождение Самотлор в пределах Нижневартовского свода, а месторождение Восточно-Придорожное в прогибе между ними.

Изучаемый разрез представлен верхнеюрскими и нижнемеловыми отложениями. Верхнеюрские отложения представлены васюганской, георгиевской и баженовской свитами. Нижнеюрские отложения представлены сортымской и мегийской свитами. Реперами на данной территории являются васюганская, георгиевская и баженовская свиты. Породы ачимовской толщи перекрывают отложения баженовской свиты.

На разрезе месторождения Дружное отчетливо наблюдается практически параллельное залегание пород баженовской свиты и покачевской пачки глин.



Отложения ачимовской толщи характеризуются клиноформным залеганием. При рассмотрении результатов детальной корреляции в направлении с запада на восток отмечается значительное изменение общих толщин пачек, выделенных внутри ачимовской толщи с помощью ИК и ПЗ. Внутри толщи происходит значительное расширение разреза отдельных пачек в разных направлениях, что свидетельствует об их клиноформном залегании. В каждой изменяющейся по толщине аргиллитовой пачке сохраняется конфигурация кривых. При приведении данных пачек к одной толщине видно практически полное сходство кривых, что свидетельствует об осадконакоплении в один и тот же временной интервал при разной скорости прогибания смежных участков исследуемой территории в результате волнообразных тектонических движений. [3]

При рассмотрении результатов детальной корреляции на месторождении Восточно-Придорожное наблюдается практически параллельное залегание кровли баженовской свиты и мощной аргиллитовой пачки, перекрывающей продуктивный пласт. В ачимовской толще наблюдается клиноформное залегание пластов. Внутри толщи присутствуют локальные реперы, которые выделяются по кривой индукционного каротажа, представленные аргиллитовыми отложениями. Месторождение дифференцируется на четыре блока погружавшихся с различной интенсивностью, возрастающей в восточном направлении. Погружение происходило одновременно с формированием клиноформ. Блоковое залегание пластов выражается в том, что толщины смежных пачек различны, хотя в каждой из них клиноформное залегание характеризуется своими особенностями. Эта особенность присуща только Восточно-придорожному месторождению, расположенному в прогибе между Сургутским и нижневартовским сводами. [3]

Такие же особенности формирования ачимовских отложений характерны и для Самотлорского месторождения. При рассмотрении результатов детальной корреляции наблюдается клиноформное строение ачимовской толщи в разрезе месторождения. Клиноформное строение отложений отражено в характере изменения общей толщины всех пачек пород. Несмотря на то, что толщины данной пачки уменьшаются в западном направлении, конфигурация геофизических кривых на схеме корреляции приведенных толщин к одной толщине практически не меняется. [3]

Таким образом, на трех месторождениях, расположенных на разных сводах и в прогибе между ними, наблюдается процесс формирования осадочных образований, обусловленный разносторонними прогибаниями в своде и погружением, по конседиментационным разломам, в прогибе соответственно в один и тот же временной интервал. [3]

Последним примерам рассмотренных представлений уделяется больше всего внимания не случайно. Объективный подход к анализу геологических явлений позволил. В сравнении разных объектов, оценить объективность выводов. Однако считаем, что расширение изучаемых объектов позволит вскрыть, может быть, упущенные пока из виду детали, уточняющие особенности строения клиноформного комплекса Западной Сибири.

### Литература

1. А.М. Жарков Неантиклинальные ловушки углеводородов в нижнемеловой клиноформной толще Западной Сибири, Геология нефти и газа, 2011 г.
2. И.С. Гутман Корреляция разрезов скважин сложнопостроенных нефтегазоносных объектов на основе инновационных технологий. РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011г.
3. Методические рекомендации к корреляции разрезов скважин под ред. проф. И.С. Гутмана. ООО "Издательский дом недр", 2013 г.

## КРИТЕРИИ ПРОГНОЗА И ПРОГНОЗ АРЕАЛОВ РАСПРОСТРАНЕННОСТИ ПОПУТНЫХ ПОЛЕЗНЫХ КОМПОНЕНТОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ В ОСНОВНЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАСЕЙНАХ МИРА.

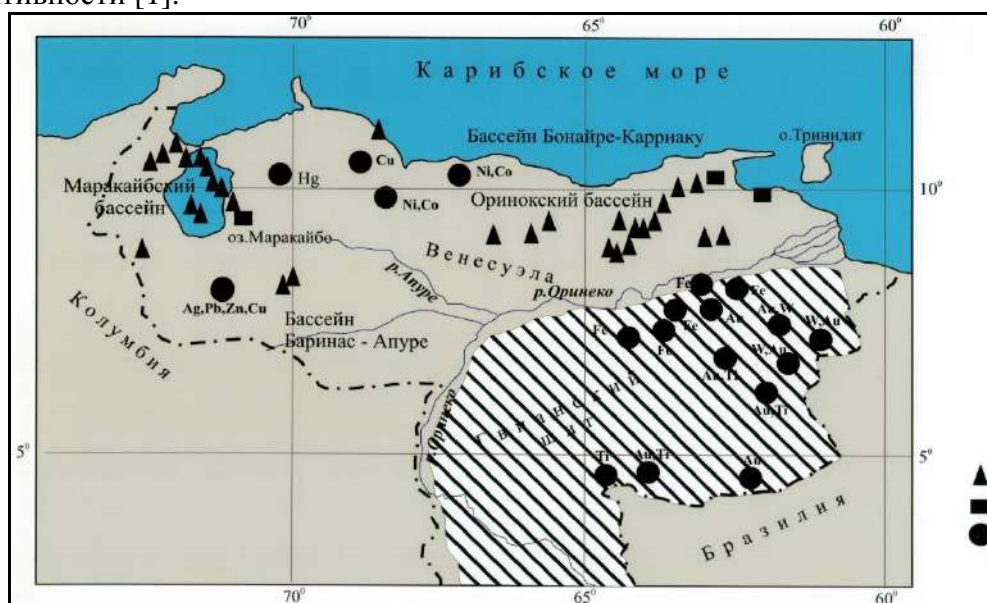
Якуцени С.П. (АО «Геолэкспертиза», [info@geolexpert.ru](mailto:info@geolexpert.ru))

### Аннотация

Разработаны критерии прогноза, методы поиска, разведки месторождений нефти и газа обогатённых попутными полезными компонентами. Извлечение попутных полезных компонентов из углеводородного сырья решает две задачи – увеличивает объём выхода товарной продукции на единицу сырья и обеспечивает существенное снижение отрицательного воздействия на всех стадиях освоения углеводородов на природную среду и здоровье населения.

**Ключевые слова:** нефть, металлогения, микроэлементы, попутные полезные компоненты, ванадий, никель, геоэкология, геотоксикология.

Имеющиеся данные о залежах природного углеводородного сырья, обогащенного попутными полезными компонентами (ППК), свидетельствуют об их широком распространении и разнообразии как по составу, так и по концентрациям, причем не только в разных геоструктурных бассейнах, но нередко и в пределах одного и того же нефтегазоносного бассейна (НГБ) и даже месторождения, на разных этажах его продуктивности [1].



**Рисунок 1.** Размещение нефтяных и рудных месторождений по территории Венесуэлы. 1 - нефтяные и газонефтяные месторождения; 2 - месторождения асфальтов и битумов; 3 - рудные месторождения указанием основного типа оруденения. Железорудные месторождения в регионе осадочно-метаморфогенного типа примесь V, Co, Ni и прочих элементов.

Такое разнообразие связано с многофункциональными и независимыми связями, определяющими условия накопления ППК в углеводородах. Множественность и разнонаправленность действующих факторов, большинство которых остается вне возможности корректных оценок, вынуждает нас при выборе основных критериев

прогноза ориентироваться на те закономерности в распространении ППК в углеводородах, которые выявлены в ходе их исследований с различными целями многими геохимиками, геологами и, в их числе, автором. Очевидна, например, способность углеводородов к концентрации рудных компонентов и связь обогащённости ППК ряда месторождений УВ и выходов классических рудных тел (рис. 1).

То есть, вновь мы вынуждены обратиться не к прямому методу решения задачи обоснования критериев прогноза, а к обратному, а именно - на основе накопленного аналитического материала по фактическим содержаниям ППК в углеводородном сырье и изученных закономерностях в их изменениях прогнозировать ожидаемые концентрации ППК в углеводородах тех или иных бассейнов и условиях нахождения продуктивных толщ.

Основной дефект такого подхода - неравноценность в уровнях изученности распространенности отдельных ППК в разных видах углеводородного сырья и в разных НГБ. Многие из них вовсе не исследовались на содержание ППК в углеводородном сырье, другие - сравнительно хорошо изучены, но лишь по единичным элементам, к тому же в ограниченном числе месторождений. Содержания ППК в нефти и битумах изучено сравнительно хорошо, как мы уже неоднократно отмечали, только для V, Ni, S, т. е. тех элементов, для которых установлена их молекулярная связь со структурой нефти и они рассматриваются как генетические индикаторы. Даже такой широко распространенный в нефти элемент, как Zn, изучен существенно меньше, чем V и Ni, поскольку особого интереса у геохимиков-нефтяников он не вызывал.

Спорадически и не повсеместно оценивается содержание Co, As, Cd, Mo, Hg, U. Характеризовать распространенность в нефти таких элементов, как Se, Ta, Be, Sn, Tl, Sb, по аналитическим данным нет возможности из-за их малочисленности и методической неравноценности данных. Причины очевидны: высокая стоимость аналитических работ, отсутствие или недостаточность прецизионной аппаратуры, несовершенство методик, отсутствие коммерческой заинтересованности в выполнении исследований и, тем более, в распространении подобной информации.

Общий объем данных, собранных и проанализированных нами, составляет: для V, Ni, S - несколько тысяч; для Cu, Cr, Mg, Co, Zn, As, Hg, Pb, U - 3600, по некоторым из них близок к тысяче; для Be, Se, Mo, Ca, Sn, Sb, Ta, Tl - первые десятки, для отдельных из этих элементов данных нет совсем. Таково современное положение с состоянием фактической изученности распространенности ППК в углеводородном сырье. Очевидно, что для элементов, по которым мы не располагаем достоверными данными или не имеем их вовсе, будем использовать не столько конкретные сведения о их концентрациях, сколько данные об их общей распространенности в литосфере и, особенно, в глинах и глинистых сланцах чехла, с учетом миграционной и геохимической активности элементов.

В докладе приводятся сведения о геологических особенностях распространения природного углеводородного сырья, обогащенного ППК, но эти данные не являются свидетельством его непосредственной технологической доступности даже при высоких концентрациях.

Последнее определяется не столько составом природного сырья [2], сколько необходимостью и возможностью извлечения ППК в конкретных социально-экономических и страновых показателях, имеющимися технологиями переработки и утилизации углеводородного сырья.

Разработанные критерии прогноза ареалов распространенности попутных полезных компонентов углеводородного сырья в основных нефтегазоносных бассейнах

мира и основанные на этих критериях методы поиска, разведки месторождений нефти и газа обогащённых попутными полезными компонентами, при извлечении попутных полезных компонентов из углеводородного сырья решает две задачи – увеличивает объём выхода товарной продукции на единицу сырья и обеспечивает существенное снижение отрицательного воздействия на всех стадиях освоения углеводородов на природную среду и здоровье населения.

И все же, именно исходные концентрации ППК в добываемых углеводородах являются базовыми для последующей экономической и социальной оценки характеристик нефти, газов и битумов в ходе их комплексного освоения и реализации всех продуктов доступных к извлечению.

#### **Литература**

1. Якуцени С.П. Распространенность углеводородного сырья, обогащенного тяжелыми элементами-примесями. Оценка экологических рисков. Недра, СПб, 2005, 372с.
2. Якуцени С.П. Корреляция микрокомпонентного состава битумов и вмещающих их пород. - / «Маркшейдерия и Недропользование», №5, 2009.



## ИСТОРИЯ РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДОВ В СОМАЛИ.

*Ясин А. И. \* (МГРИ, yasin9177a@gmail.com), Ахмед Х.М. (РУДН, mohamoudhaybe19@gmail.com), Гутман И.С. (МГРИ, mail@ipne.ru)*

### Аннотация

Сомали, государство в Восточной Африке. Площадь Сомали занимает около 637657 км<sup>2</sup>. Сомали нередко называют также Африканским Рогом. Страна имеет выход к Индийскому океану и Аденскому заливу. Граничит на северо-западе с Джибути, на западе – с Эфиопией, на юго-западе – с Кенией.

Большую часть территории Сомали занимает обширное плоскогорье Огаден со средними высотами около 900 м над уровнем моря. Оно постепенно повышается к северу, образуя безводное плато Хауд. В восточной Африке Сомали остается не только одной из наиболее перспективных, но и наиболее проблемных стран-экспортеров нефти. Помимо многочисленных технических препятствий, в том числе скудной инфраструктуры для транспорт и переработка.

**Ключевые слова:** Сомали, углеводороды, история, нефть и газ, Восточная Африка, запасы, скважин, Аденский залив.

Первая скважина была пробурена в Сомали в 1945 году компанией «Sinclair».

В течение 1950-х и 1960-х годов, никаких существенных геологоразведочных работ не проводилось, поскольку международные нефтяные компании были заняты добычей уже разведанных нефтегазовых регионов Ближнего Востока.

В течение 80-х годов в Сомали происходил «рывок в разведку нефти и газа» из-за огромного нефтегазового потенциала страны. У всех восьми крупных нефтяных компаний как «Shell, BP, Eni, ExxonMobil, Total и Conocco Phillips» были концессии в Сомали, и проводилась большая часть наземных и морских сейсмических исследований. В конце 1980 года нефтяные компании прекратили разведку и объявили форс-мажор из-за гражданской войны (Рисунок 1).

С 1991 по 2010 годы все геологоразведочные работы были приостановлены из-за продолжающихся гражданских беспорядков.

В 2011 году Турецкая нефтяная компания «Genel Energy» подписала два соглашения о разделе продукции с властями Сомалиленда (Сомалиленд находится на северо-востоке страны и с 1991 года существует как непризнанная республика). Сомалиленд имеет "сходные географические черты" с соседним Аравийским полуостровом, где обнаружены богатые залежи природных ресурсов.

В 2012 году «Africa Oil» и ее партнер «Range Resources» начали первоначальное бурение в скважине Shabeel-1 после того, как они подписали программу разведки с властями Пунтленда.

В 2013 году началась новая эра в сомалийском нефтегазовом секторе, поскольку федеральное правительство инициировало новую политику и нормативно-правовую базу в области управления природными ресурсами Сомали.

С 1950-х годов на берегу было пробурено менее 70 скважин, а на море - 6 скважин. До сих пор большинство пробуренных скважин не имеют перспективы добычи нефтедобычи.. Это указывает на то, что Сомали все еще недостаточно изучена по сравнению с другими странами Восточной Африки. Сомали нуждается в обширной геологической и геофизической разведке. Федеральное правительство Сомали связалось с крупнейшими международными нефтегазовыми компаниями, которые с 1980-х годов держат концессии в Сомали, чтобы возобновить свою деятельность в Сомали, поскольку ситуация с безопасностью продолжала улучшаться.

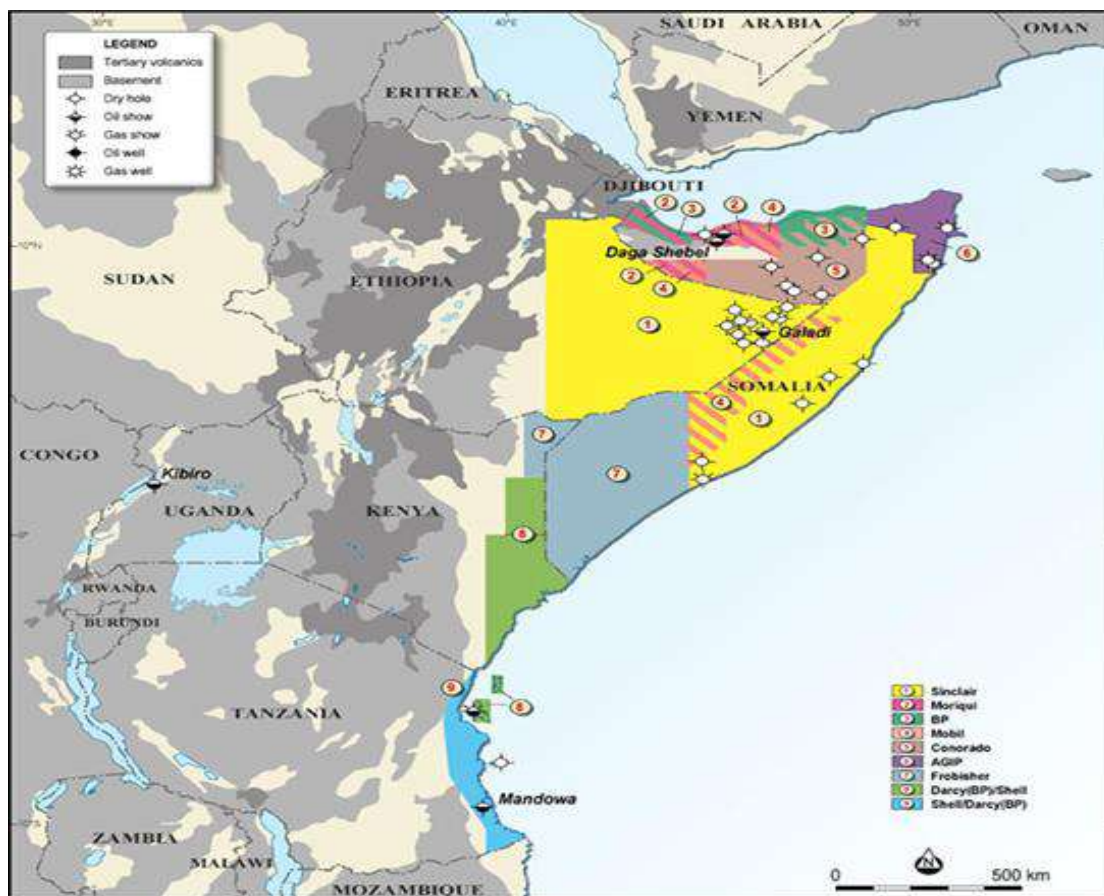


Рисунок 1. Просмотр скважин вырытых во время каждого контракта.

Недавно огромные газовые месторождения, открытые у побережья Мозамбика и Танзании, вызвали бурную разведочную деятельность по всей Африке. Эти восточафриканские страны выдавали лицензии на разведку некоторым крупным нефтяным компаниям, таким как «Shell, Anadarko и Eni».

Несмотря на два десятилетия, в течение которых потенциал для развития разведки нефти в Сомали был невозможен из-за гражданской войны. Некоторые нефтяные компании являются агрессивными рисками, которые хотят начать и получить свою долю до того, как начнет работать крупное нефтяное или газовое месторождение, поскольку Сомали имеет самое длинное побережье Африки с длиной более 3000 км и большую часть побережья Индийского океана лежит в Сомали. Новая нефтяная компания, базирующаяся в Англии под названием «Компания Soma Oil & Gas», подписала контракт с федеральным правительством Сомали.

В соответствии с условиями соглашения, «Soma Oil & Gas» будет проводить сейсморазведочные работы на шельфе (от Кисмайю до Хобьо) и в некоторых ограниченных прибрежных районах. Компания подготовит оценку нефтяного потенциала Сомали путем сбора и обработки предыдущих сейсмических данных с использованием современных методов. Следует применять новые современные процедуры анализа данных и методы интерпретации, а окончательные сейсмические данные будут храниться в комнате данных.

После дальнейшего прогресса в области рамочного планирования и законодательства в области разведки нефти и газа на шельфе Сомали, министр нефти и минеральных ресурсов, 2017 объявил дополнительную информацию о первом раунде лицензирования морских углеводородов.



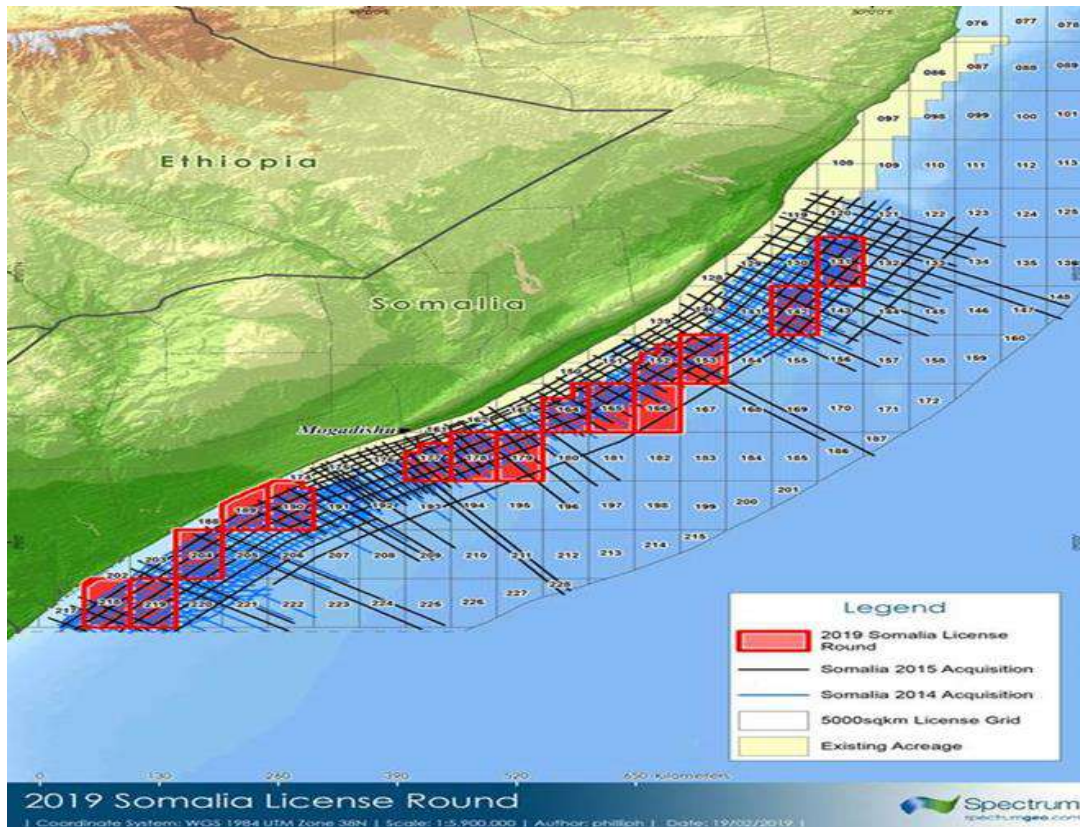


Рисунок 2. карта лицензирования морских углеводородов регионах.

Дата 7 февраля 2019 года была назначена для благоприятного события запуска в центральном Лондоне, когда Министерство нефти и минеральных ресурсов обнародует окончательное разграничение блоков, которое, как ожидается, будет состоять из 50 блоков, общей площадью более 173 000 км<sup>2</sup>. Во время этого запуска они также планируют раскрыть правовую и нормативную базу, нефтяные законы, местный потенциал, налоговые условия, временные рамки и другие условия. Ожидается также, что это событие будет включать в себя геологические презентации, полученные в результате анализа, предоставленного 2D сейсмическими данными Spectrum на открытых блоках. раунд должен завершиться 11 июля 2019 года. (Рисунок 2).

### Выводы

Учитывая количество запасов газа в регионе, предполагается, что приоритет будет отдан добыче нефти, сообщает источник, осведомленный о деятельности «Soma Oil & Gas». Спрос на газ в Сомали низкий, и интерес к началу добычу для локального рынка невелик. Существуют уже несколько сухопутных газовых проектов, которые разрабатывались еще до того, как был объявлен форс-мажор на всей территории страны.

Сомали обладает запасами примерно в 5,6 миллиардов кубометров газа на суше и на море, согласно оценке «CIA World Factbook». Это достаточно мало по сравнению с оценочными запасами в 1,6 трлн кубометров газа, находящихся в Танзании, которая предпринимает гораздо больше мер для нефтяной и газовой разведки.

Неиспользованный потенциал и удобное расположение рядом с морскими путями сделали Сомали потенциально прибыльным местом для бурения нефтяных скважин, эти буровые установки могут вскоре заселить Аденский залив и другие воды, окружающие Сомали. Кроме того, сейсмические исследования показали, что этот район полон углеводородных коллекторов и потенциальных нефтяных скважин. Несмотря на

то, что есть много позитива в отношении нефти этой страны третьего мира, есть также много рисков. Поскольку инвесторы пытаются претендовать на нефть региона, будет интересно посмотреть, как разворачивается ситуация.

#### Литература

1. Bosollini, Alfonso; 1989; The continental margins of Somalia – Their structural evolution and sequence stratigraphy; Memorie Scienze Geologiche; v. 41; pp: 373 – 458
2. Fantozzi, P.L. and Ali-Kassim, M., Geological mapping in Northeastern Somalia (midjiurtinia region): field evidence of the structural and paleogeographic evolution of the northern margin of the Somalian plate, Journal of African Earth Sciences, 2002, Vol. 34, pp.21–55.
3. Mohamed Ali Moallim., Management of Groundwater Resources in Somalia ,1993. -160 с.
4. Peter Purcell, Oil and Gas Exploration in East Africa: A Brief History, AAPG International Conference & Exhibition, Istanbul, Turkey, September 14-17, 2014
5. <https://www.genelenergy.com/operations/exploration-and-appraisal-assets/somaliland/>
6. <https://www.oedigital.com/news/463159-somalia-s-planned-oil-search-under-threat>
7. <http://neftianka.ru/britanskaya-kompaniya-nacelivaetsya-na-uglevodorody-v-somali/>



## ДОРАЗВЕДКА КАРМАЛИНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ КОЛЛЕКТОРОВ

*Ворон И.А. (ООО «Газпром добыча Краснодар» Светлоградское ГПУ),  
Данцова К.И.\* (РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина)*

### **Аннотация**

В данной статье представлены результаты трехмерного моделирования Кармалиновского газоконденсатного месторождения.

**Ключевые слова:** моделирование, Кармалиновское, газоконденсатное месторождение, Petrel, Ставропольский свод.

Разведка месторождений углеводородов представляет собой совокупность взаимосвязанных, применяемых в определенной последовательности работ и исследований по изучению недр, определению параметром залежи с точностью, достаточной для подсчета запасов нефти, газа и конденсата, на территории с доказанной нефтегазоносностью, в целях увеличения ее эффективности.

Объектом изучения являются домеловые отложения Кармалиновского газоконденсатного месторождения, которое расположено на территории Изобильненского и Новоалександровского районов Ставропольского края в 70 км к северо-западу от г. Ставрополь, между Северо-Ставропольским газовым, эксплуатируемым в настоящее время как подземное хранилище газа, и Расшеватским газоконденсатным месторождениями.

Месторождение выявлено в 2005-2006 году по результатам бурения поисковых скважин № 1 и 2, в которых получен промышленный приток газа и конденсата из домеловых отложений.

На Кармалиновском месторождении в период разведки месторождения проведенный комплекс исследований, включающих сейсмопрофилирование 2D, 3D и др., не дал однозначных оценок для детального изучения зон развития трещинно-каверновых коллекторов. Цифровая геологическая модель, принятая в 2015 году, не учитывала, пробуренных в 2017 году, новых скважин № 4 и 5.

### *Газоконденсатная залежь*

Домеловые отложения относятся к литологически-экранированным залежам. Литологический экран представлен замещением проницаемых пород непроницаемыми. Залежи сформировались за счет вертикальной миграции углеводородных растворов. Генетически они связаны с разрывными нарушениями, и формируются в зонах их динамического влияния, зонах трещиноватости и дилатансии, а также по древним корам выветривания.

Все вышеперечисленное определяет целесообразность изучения и построения актуализированной геологической модели данного месторождения.

В представленной работе проведен анализ геолого-геофизической характеристики месторождения, изучено геологическое строение месторождения, оценены перспективы развития добычи газа и конденсата месторождения, даны рекомендации по доразведке, контролю за разработкой месторождения, а также дан прогноз развития газонасыщенных коллекторов домелового комплекса.

Также были построены наглядные трехмерные модели домеловых пластов месторождения с определением пористости (рисунок 1), коллектор неколлектор (рисунок 2), газонасыщенности (рисунок 3) и, в конечной итоге, запасов.

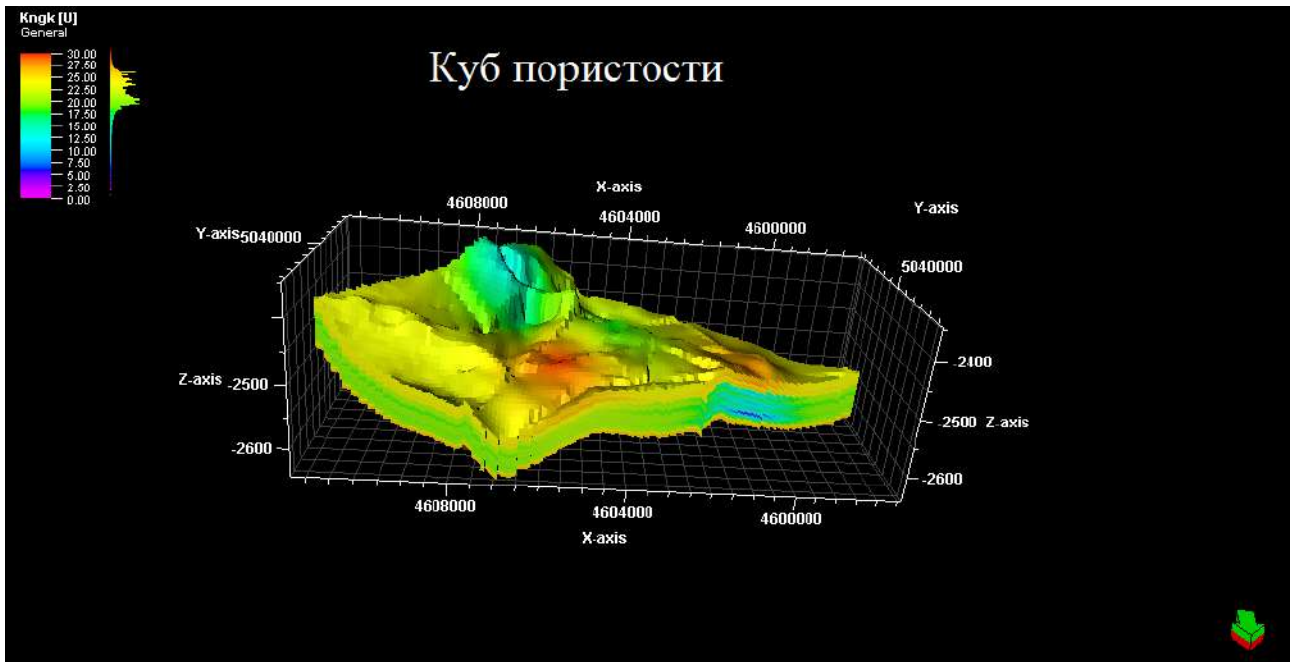


Рисунок 1. Модель (куб) распределения пористости Кармалиновского месторождения

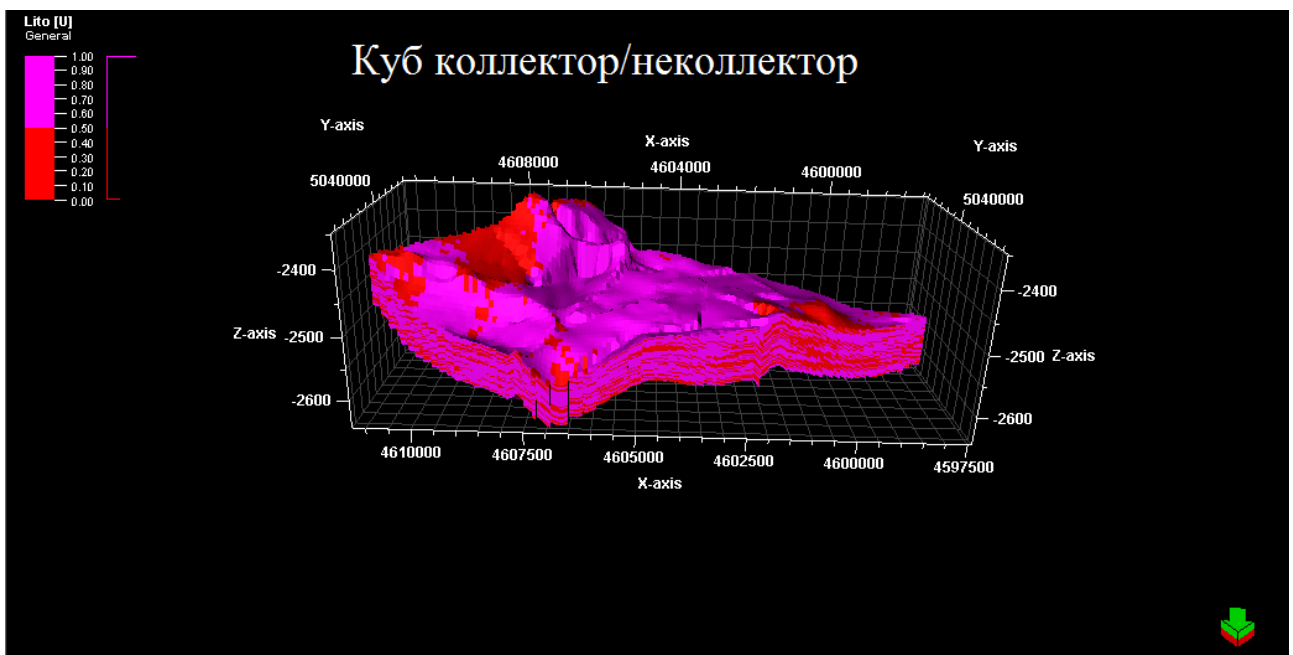


Рисунок 2. Модель (куб) распределения коллектор/неколлектор Кармалиновского месторождения

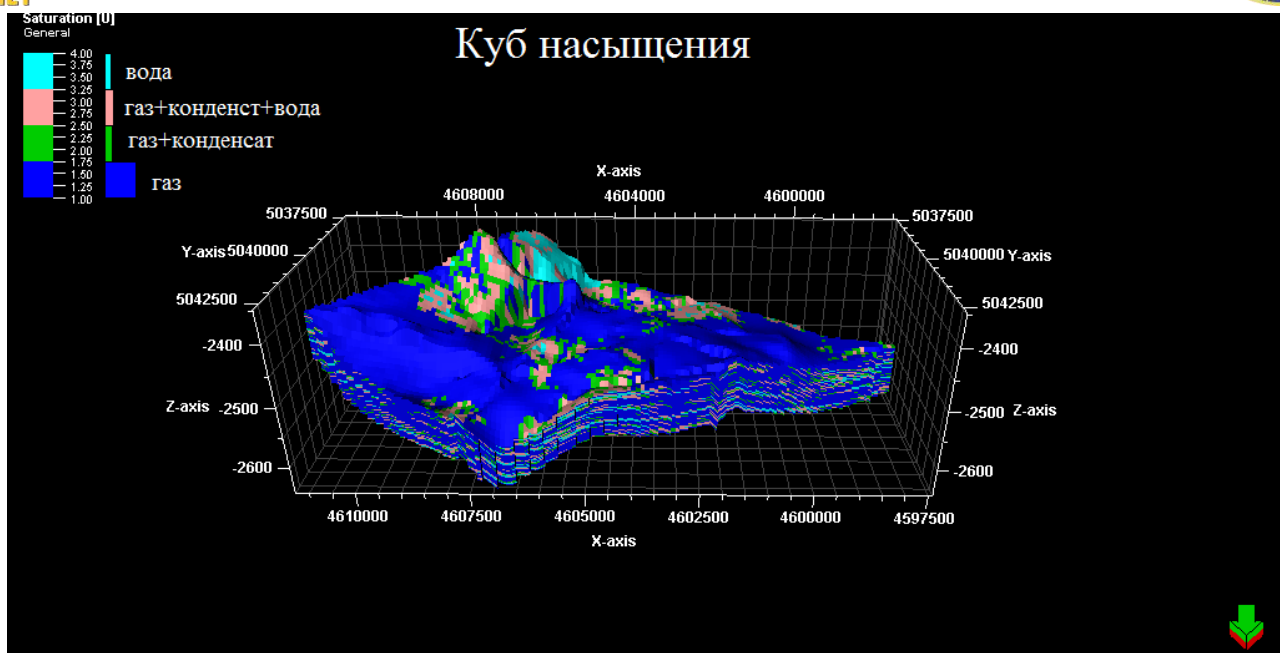


Рисунок 3. Модель (куб) распределения насыщения Кармалиновского месторождения

### Литература

1. Эффективная технология прогноза нефтегазоносности – численное бассейновое моделирование, Керимов В.Ю., Монакова А.С., Данцова К.И. В сборнике: Бакировские чтения сборник научных трудов. 2018. С. 37-42.
2. Моделирование месторождений и залежей нефти и газа для решения задач разведки и разработки, Керимов В.Ю., Бахтизин Р.Н., Данцова К.И., Салихова И.М. Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2018. № 3. С. 52-56.

## СТРУКТУРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ АЧИКУЛАКСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Данцова К.И.\* (РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина),  
Ворон И.А. (ООО «Газпром добыча Краснодар» Светлоградское ГПУ)

### Аннотация

В данной статье представлено трехмерное моделирование Ачикулакского нефтяного месторождения. Нефтяное месторождение Ачикулак находится в южной части Прикумского нефтегазоносного района. В административном отношении оно расположено на территории Нефтекумского района Ставропольского края, в 25 км от г. Нефтекумска.

**Ключевые слова:** моделирование, Ачикулак, Petrel, Ставропольский свод, Прикумская зона поднятий.

Нефтяное месторождение Ачикулакское расположено в юго-западной части Прикумского нефтегазоносного района Восточно-Предкавказской нефтегазоносной области.

В структурно-тектоническом отношении месторождение входит в Прикумскую систему поднятий. На месторождении установлена продуктивность нижнемеловых (альбских), верхнемеловых (маастрихтских) и палеогеновых (хадумский горизонт) отложений. Стратиграфический диапазон осадочного чехла месторождения охватывает отложения от палеозоя до четвертичной системы. Основанием осадочного чехла служат метаморфизованные, дислоцированные терригенные и сланцевые породы палеозоя.

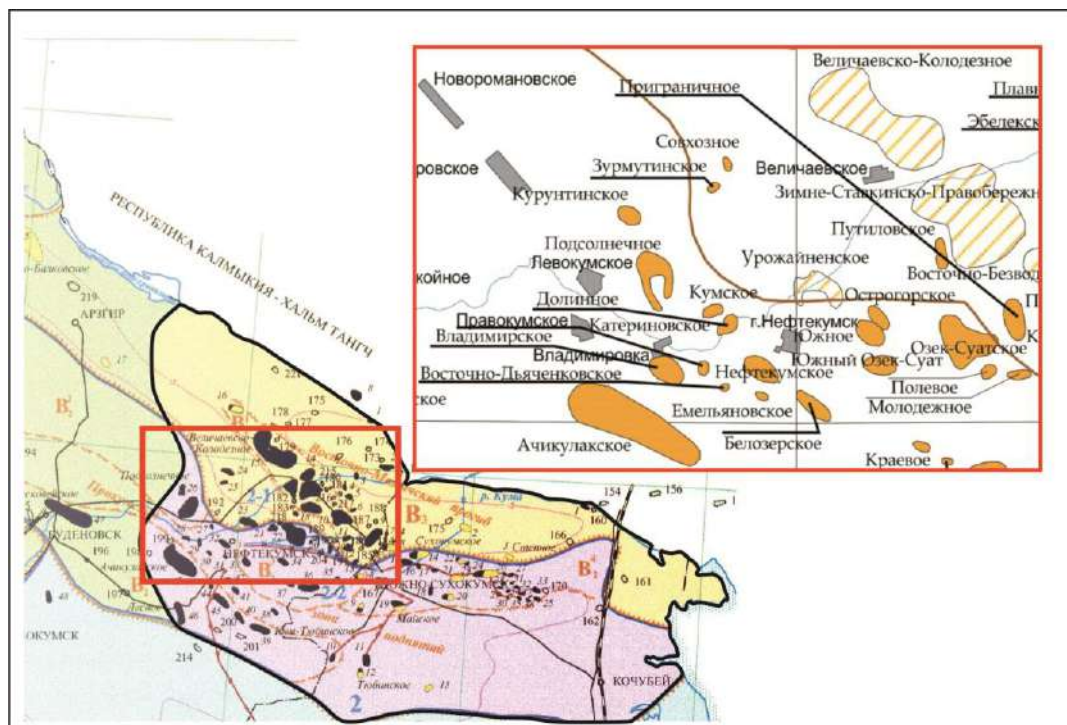


Рисунок 1 Расположение месторождения Ачикулакское

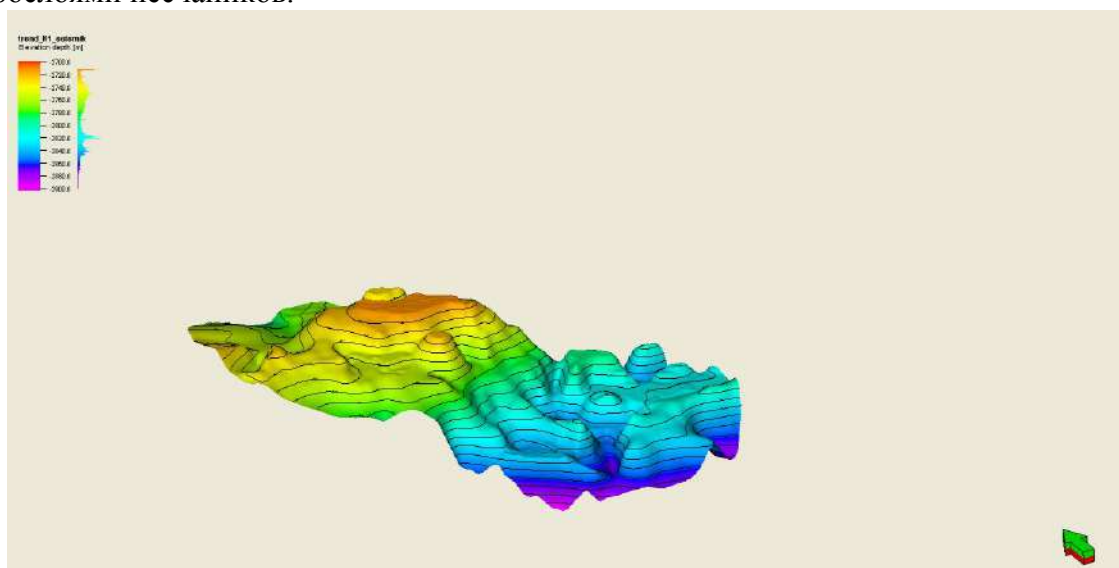
В целом, в южном направлении Прикумской зоны поднятий толщина I пласта нижнего мела составляет 50-70 м (площади Мектебская, Подсолнечная, Белозерская, Курган-Амур, Кум-Тюбе, Лесное, Ачикулак).

Таблица 1. - Продуктивные пласты Ачикулакского месторождения



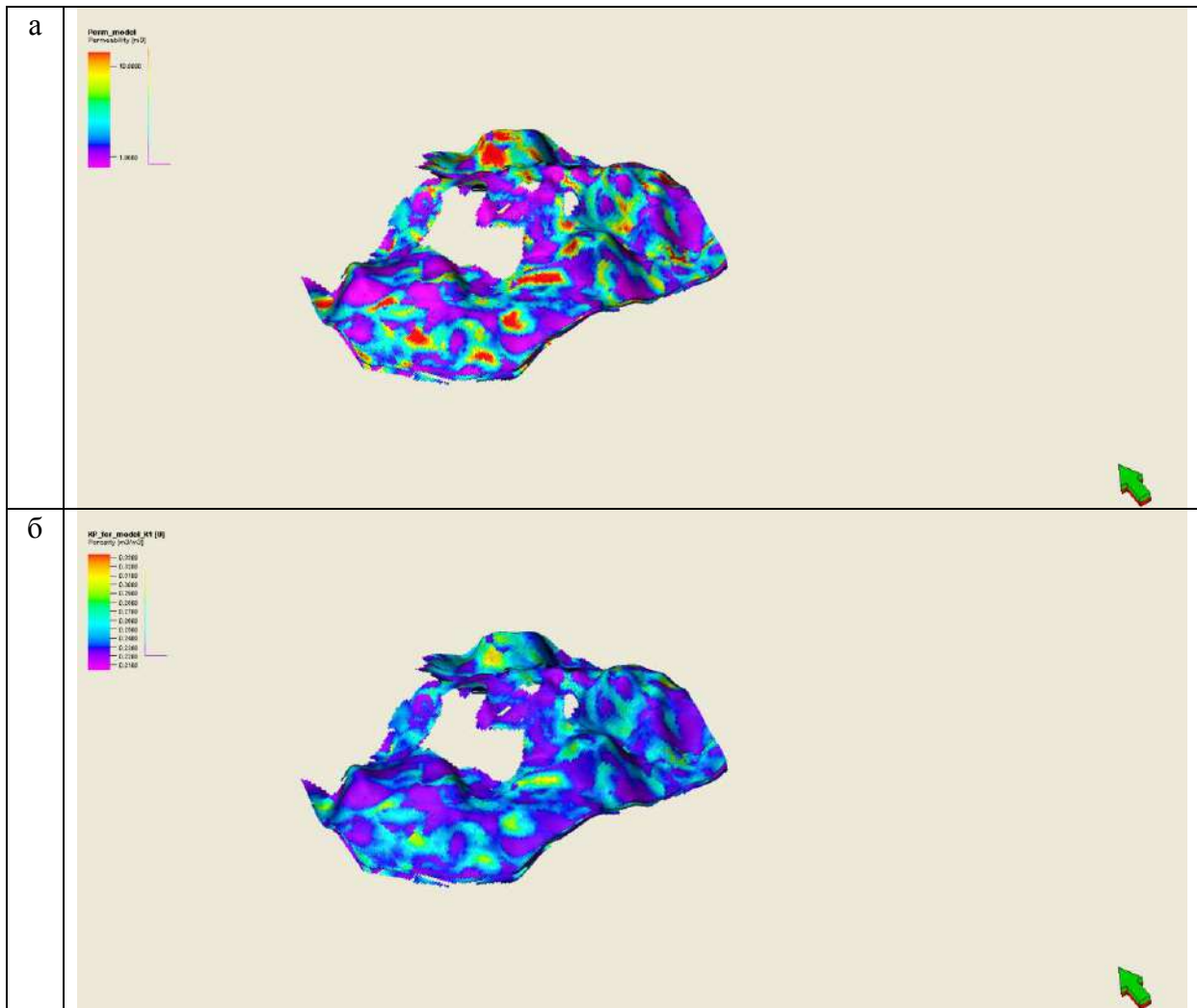
№№ п/п	Стратиграфическое положение	Литология	Тип коллектора	Индекс пласта
Палеоген				
1	Хадумская свита	мергели, глины	листовато-плитчато-трещинный	Р <sub>3</sub> hd
2	Кумская свита	известняки	трещинный	Р <sub>2</sub> km
Верхний мел				
3	Маастрихтский ярус	известняки	трещинно-порово-каверновый	К <sub>2</sub> m
Нижний мел				
4	Альбский ярус (I пачка)	алевролиты, песчаники	поровый	К <sub>1</sub> Ia
		алевролиты, песчаники	поровый	К <sub>1</sub> Ib <sub>1</sub>
		алевролиты, песчаники	поровый	К <sub>1</sub> Ib <sub>2</sub>

В данной работе рассмотрен продуктивный пласт нижнего мела (К<sub>1</sub> Ia), который распространен на всей площади месторождения за исключением его крайней западной части. Пласт сложен в различной степени глинистыми алевролитами с линзовидными прослоями песчаников.



**Рисунок 2** Структурная поверхность продуктивного пласта К<sub>1</sub> Ia

По данным ГИС этот пласт в ряде скважин является коллектором, иногда нефтенасыщенным. Чаще всего пласт расчленен непроницаемыми породами на отдельные прослои, как правило, не выдержанными по площади. Общая толщина пласта в пределах месторождения изменяется с 12,9 м до 19,7 м. Эффективная толщина пласта изменяется в пределах 1,3-9,9 м, эффективная нефтенасыщенная толщина от 0 до 4 м. Коэффициент песчаности 0,26, коэффициент расчлененности 1,43.



**Рисунок 3 а)** куб коэффициента проницаемости продуктивного пласта  $K_1 Ia$ ,  
**б)** куб коэффициента пористости продуктивного пласта  $K_1 Ia$

### Литература

1. Эффективная технология прогноза нефтегазоносности – численное бассейновое моделирование, Керимов В.Ю., Монакова А.С., Данцова К.И. В сборнике: Бакировские чтения сборник научных трудов. 2018. С. 37-42.
2. Моделирование месторождений и залежей нефти и газа для решения задач разведки и разработки, Керимов В.Ю., Бахтизин Р.Н., Данцова К.И., Салихова И.М. Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2018. № 3. С. 52-56.
3. Анализ перспективности территории центрального Предкавказья на основе построения 2D моделей, Данцова К.И., Ворон И.А. В сборнике тезисов «Юбилейная 70-я Международная молодежная научная конференция «Нефть и газ – 2016»». 2016. С. 33-34

## ГЕНЕРАЦИОННО - АККУМУЛЯЦИОННЫЕ УГЛЕВОДОРОДНЫЕ СИСТЕМЫ НА САХАЛИНСКОМ ШЕЛЬФЕ ОХОТСКОГО МОРЯ

*Керимов В.Ю. (МГРИ, vagif.kerimov@mail.ru ),  
Бондарев А.В. (РГУ нефти и газа (НИУ) им.И.М.Губкина, jcomtess@yandex.ru)  
Мустаев Р.Н. (МГРИ, r.mustaev@mail.ru )*

### Аннотация

В докладе исследуются условия формирования и закономерности распространения генерационно- аккумуляционных углеводородные системы на Сахалинском шельфе Охотского моря. По результатам моделирования на шельфе Сахалина выделяются 6 независимых очагов генерации нефти и газа приуроченных к различным тектоническим элементам и охватывающие разные стратиграфические диапазоны, каждый из которых мог самостоятельно производить углеводородные флюиды для насыщения прилегающих ловушек. Изученные палеоген-неогенового комплексо отложений характеризуются достаточно высоким содержанием  $C_{орг}$  и его концентрации увеличиваются вниз по разрезу. Типы ОВ по разрезу отложений часто меняются от гумусового до гумусо-сапропелевого, преобладающий тип – гумусовый (III). Большое количество сапропелевых компонентов установлено в ОВ отложений окобыкайского и нижненутовского подгоризонта в Южно-Киринской скважине (тип I-II-III – гумусо-сапропелевый ОВ с большой долей сапропелевой составляющей).

**Ключевые слова:** Генерация, аккумуляция, углеводородные системы, Сахалинский шельф, Охотское море, геодинамика, эволюция, моделирование

Структурно-стратиграфические комплексы Сахалинского шельфа отличаются друг от друга по стилю дислокаций и их интенсивности. Завершивший формирование к рубежу мела и палеогена фундамент региона имеет ярко выраженное гетерогенное строение, характеризующееся покровно-складчатым стилем. На сложно расчлененной эрозионной поверхности фундамента с резким структурным несогласием залегает кайнозойский чехол. Чехол имеет отчетливое двучленное строение.

В результате моделирования были построены 3D геодинамические модели эволюции кайнозойского комплекса отложений Сахалинского шельфа. Проведена реконструкция истории прогибания и осадконакопления, воздымания и эрозии осадков, а также истории и последовательности образования разломов и пликативных структур. Результаты моделирования показали что, в кайнозойской истории геодинамической эволюции исследуемого региона, следовательно в формировании осадочного чехла выделяются две стадии. Первая стадия, длившаяся в течение эоцена, олигоцена и завершившаяся в середине раннего миоцена (в конце уйнинского времени) ознаменовалась накоплением осадков, нивелировавших отрицательные формы палеорельефа (рифтогенные структуры), унаследованные от предыдущей аккреционно-коллизивной стадии развития региона. К этим комплексам приурочены широтные структуры Мынгинского типа. Вторая стадия охватывает временной интервал от середины раннего миоцена (от начала дагинского времени) до настоящего времени. Вещественным выражением этой стадии формирования чехла являются комплексы верхнего структурного этажа, имеющие площадной характер распространения. К этим комплексам приурочены меридианальные структуры Киринского типа.

Проведенные исследования геодинамического развития осадочных бассейнов Сахалинского шельфа, позволили выделить 25 ГАУС - в нижнем структурном этаже выделено 17 ГАУС и в верхнем структурном этаже 8 ГАУС - различающихся особенностями развития, размерами, глубинами очагов генерации (часто нескольких),

типом НГМТ и др. На основе созданной геодинамической модели Сахалинского шельфа было выполнено численное моделирование генерационно-аккумуляционных углеводородных систем, построены карты ГАУС и профили (ГАУС) (рис. 1). Бассейны в Сахалинском шельфе являются полиочаговыми бассейнами, т. е. в составе каждого выделяются суб бассейны, в которых выделено несколько ГАУС с автономными очагами генерации УВ.

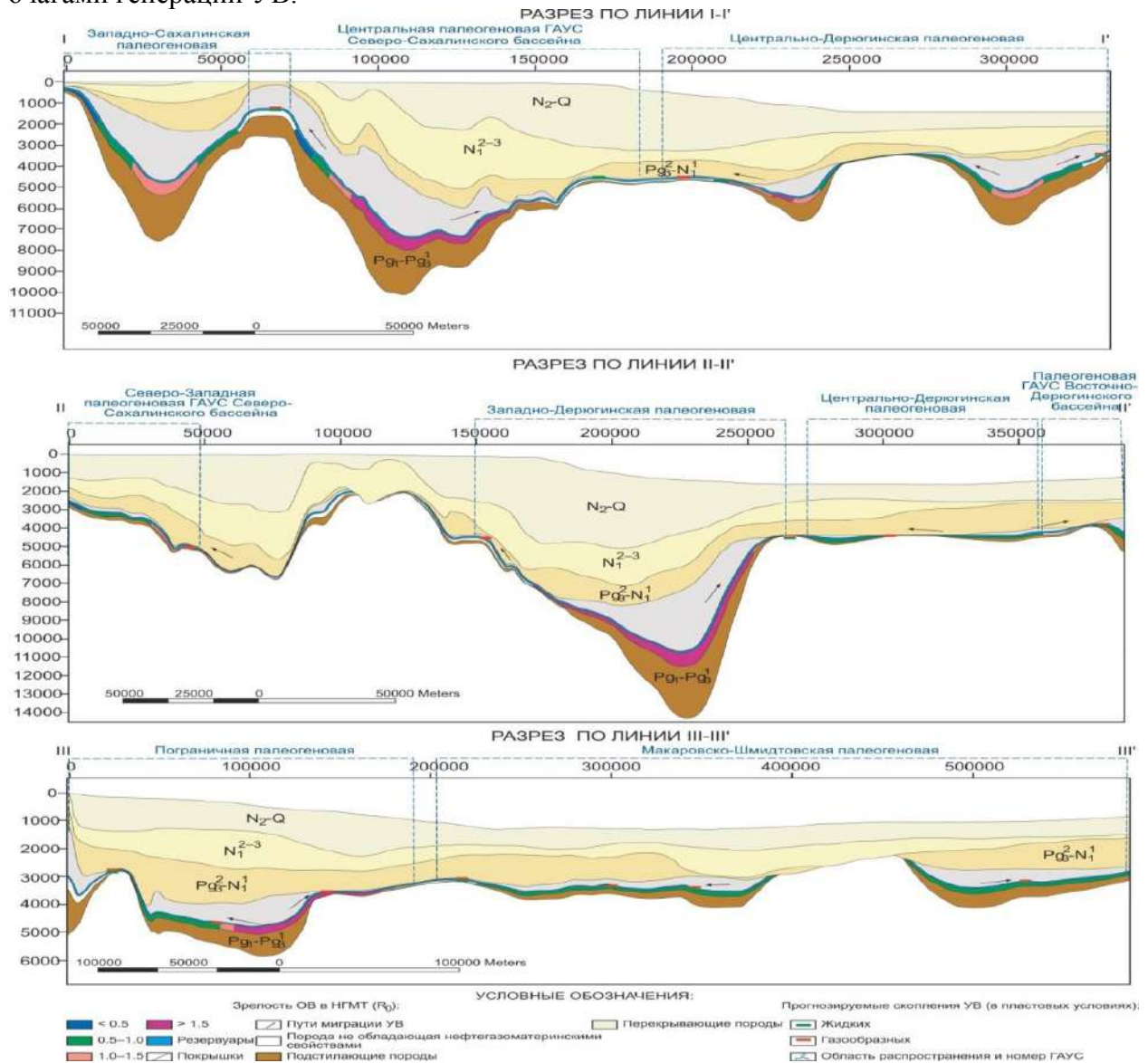


Рисунок 1. Профили ГАУС нижнего структурного этапа

В нижнем структурном этапе выделяются:

- В Южно-Пограничном бассейне выделены 2 ГАУС - Южная палеогеновая (1) и Северная палеогеновая (2);

- В Северо-Сахалинском бассейне выделены 6 ГАУС - Западно-Сахалинская палеогеновая (6), Центральная палеогеновая (7), Северо-Западная палеогеновая (13), Западная палеогеновая (14), Северная палеогеновая (18), Восточная палеогеновая (19);

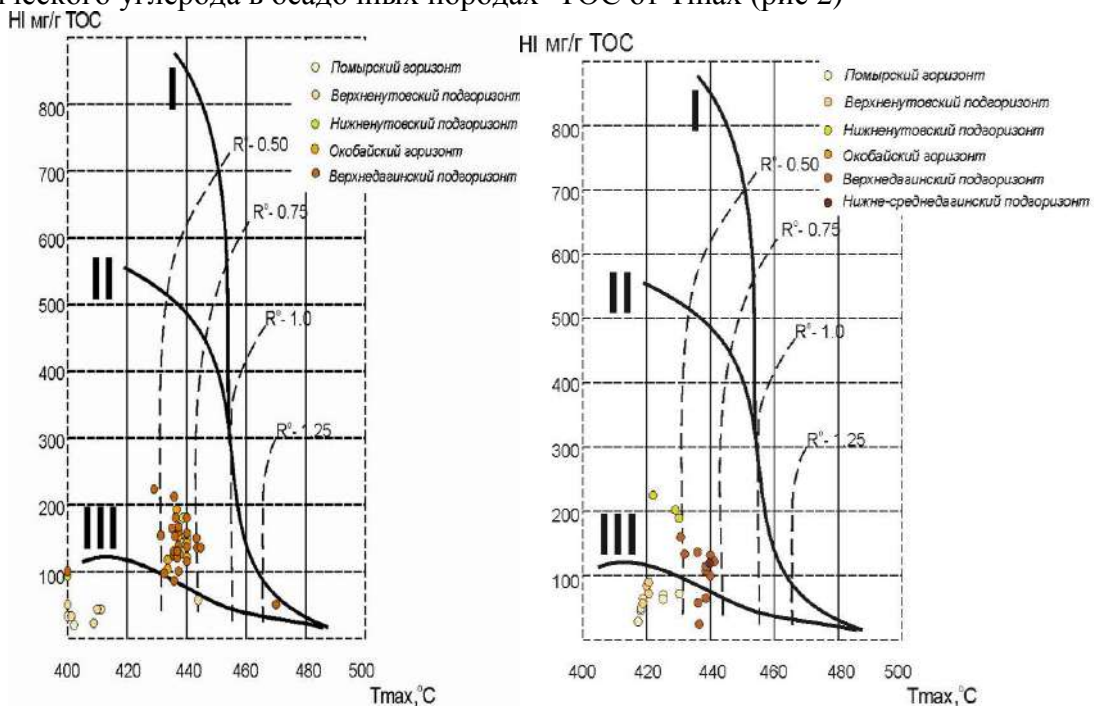
--В Дерюгинском бассейне выделены 8 ГАУС - Центрально-Дерюгинская палеогеновая (8), Южно-Дерюгинская палеогеновая (9), Западно-Дерюгинская палеогеновая (15), Палеогеновая Восточно-Дерюгинского бассейна (16), Северо-Западная Дерюгинская палеогеновая (20), Северо-Восточная Дерюгинская



палеогеновая (21), Северная Дерюгинская палеогеновая (22), Южная Дерюгинская палеогеновая (23).

Большинство очагов генерации ГАУС представлено углесодержащими НГМТ. В пределах систем Северо-Сахалинского, Дерюгинского, Пограничного и Южно-Пограничного бассейнов распространены также кремнистые (диатомитовые) НГМТ. Зрелость ОВ на современном этапе развития систем в пределах очагов генерации варьирует от уровня соответствующего стадии катагенеза МК<sub>1</sub> до МК<sub>5</sub> и более. Наиболее зрелые НГМТ прогнозируются в Северо-Сахалинском, Дерюгинском и Пограничном бассейнах, в которых в пределах ГАУС (Северная и Центральная палеогеновые Северо-Сахалинского прогиба, Пограничная палеогеновая, Центрально и Западно-Дерюгинская палеогеновые) нефтегазоматеринские толщи (НГМТ) практически полностью реализовали свой генерационный потенциал.

Исследования геохимической характеристики ОВ, нефтегазоматеринских толщ свидетельствуют о том, что силицитовые отложения наиболее глубоководных частей палеобассейнов северо-восточных областей Сахалина обладают генерационным потенциалом. Для исследования керогена были исследованы зависимости содержания органического углерода в осадочных породах - ТОС от T<sub>max</sub> (рис 2)



**Рисунок 2.** Диаграмма Ван-Кревелена для образцов из скважин: А-Кири́нская-3 и Б-Южно-Кири́нская-1

Результаты моделирования геодинамической эволюции осадочных бассейнов Сахалинского шельфа позволили определить пространственно-временную эволюцию ГАУС Сахалинского шельфа, выявить геологические события, их время и историю развития определяющих формирование элементов и процессов этих систем. В Сахалинском шельфе выделяются 25 ГАУС - в нижнем структурном этаже выделено 17 ГАУС и в верхнем структурном этаже 8 ГАУС - различающихся особенностями развития, размерами, глубинами очагов генерации, типом НГМТ и др. На основе созданной геодинамической модели Сахалинского шельфа было выполнено численное моделирование генерационно-аккумуляционных углеводородных систем, построены карты ГАУС и профили (ГАУС).

Изученные отложения характеризуются достаточно высоким содержанием Сор<sub>г</sub> и его концентрации увеличиваются вниз по разрезу. Типы ОВ по разрезу

отложений часто меняются от гумусового до гумусо-сапропелевого, преобладающий тип – гумусовый (III). Большое количество сапропелевых компонентов установлено в ОВ отложений окобыкайского и нижненутовского подгоризонта в Южно-Кириинской скважине (тип I-II-III – гумусо-сапропелевый ОВ с большой долей сапропелевой составляющей). По комплексу аналитических данных нефтегазоматеринские отложения установлены в верхнедагинском подгоризонте, окобыкайской свите и нижненутовском подгоризонте. Величина генетического показателя свидетельствует о том, что осадконакопление происходило в субвосстановительной обстановке.

На основании распределения регулярных стеранов можно сделать следующие выводы-Изученные нефти – прибрежно-морские; Нефть месторождения Пильтун-Астахское генерирована в карбонатно-глинистых толщах, а нефть месторождения Южно-Кириинское генерирована карбонатными толщами. Нефти месторождений Пильтун-Астахское из нижненутовского горизонта N12-3nt1 (поздний миоцен) и Южно-Кириинского месторождения из верхнедагинского горизонта, N11-2dg3 (нижний и средний миоцен) скорее всего, генерированы одновозрастными породами. В нефтях присутствует олеаны которые могут быть найдены в озерных пластах или морских сланцах и произошли от разнообразных наземных предшественников, особенно ангиосперм, которые продуцируются смолой. Их присутствие в морских обстановках, вероятно, обусловлено в большинстве случаев, транспортировкой из наземных источников.

По результатам моделирования на шельфе Сахалина выделяются 6 независимых очагов генерации нефти и газа приуроченных к различным тектоническим элементам и охватывающие разные стратиграфические диапазоны, каждый из которых мог самостоятельно производить углеводородные флюиды для насыщения прилегающих ловушек.

#### Литература

1. Jolivet L., M. Fournier, P. Huchon, V.S. Rozhdestvensky, K.F. Sergeyeva, L.Oscorbin. Cenozoic intracontinental dextral motion in the Okhotsk-Japan Sea region. *Tectonics*, 1992. N 11. P.968-977.
2. Kerimov V.Y., Osipov A.V., Mustaev R.N., Monakova A.S. Modeling of petroleum systems in regions with complex geological structure // в сборнике: 16th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development
3. Rodnikov, A.G., Sergeyeva, N.A., and Zabarinskaya, L. P., Deep structure of Deryugin basin (the Sea of Okhotsk): *The Pacific Geology*, 2002, v. 4, pp. 3-8.
4. Sinyavskaya, O.S., Kerimov, V.Y., Sizikov, E.A., Lavrenova, E.A., Makarova, A.U. The estimation of hydrocarbon potential of the generative-Accumulative hydrocarbon systems in the Okhotsk Sea // *Geomodel 2015*
5. Vail P. R. Seismic stratigraphy and global changes of sea level. Part 3: relative changes of sea level from coastal onlap // *Seismic Stratigraphy – Applications to Hydrocarbon Exploration*. – 1977. – Vol. 26. AAPG Memoir. – P. 63–81.
6. Yong-Tai Yang. An unrecognized major collision of the Okhotomorsk Block with East Asia during the Late Cretaceous, constraints on the plate reorganization of the Northwest Pacific // *Earth-Science Reviews*. 2013, V.126, P.96–115.
7. В.Ю. Керимов, А.В. Бондарев, Е.А. Сизиков, О.С. Синявская Условия формирования ловушек нефти и газа в палеоген-неогеновом комплексе Присахалинского шельфа // *Нефть, газ и бизнес*. 2016. -№ 2. -С. 50-54

## УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ НА ШЕЛЬФЕ ВЬЕТНАМА

*Керимов В.Ю. (МГРИ, vagif.kerimov@mail.ru),*

*Косьянов В.А. (МГРИ, rektor@mgri-rggru.ru),*

*Мустаев Р.Н. (МГРИ, r.mustaev@mail.ru)*

*Бу Нам Хай (РГУ нефти и газа (НИУ) им.И.М.Губкина, sphere1707@yandex.ru)*

### Аннотация

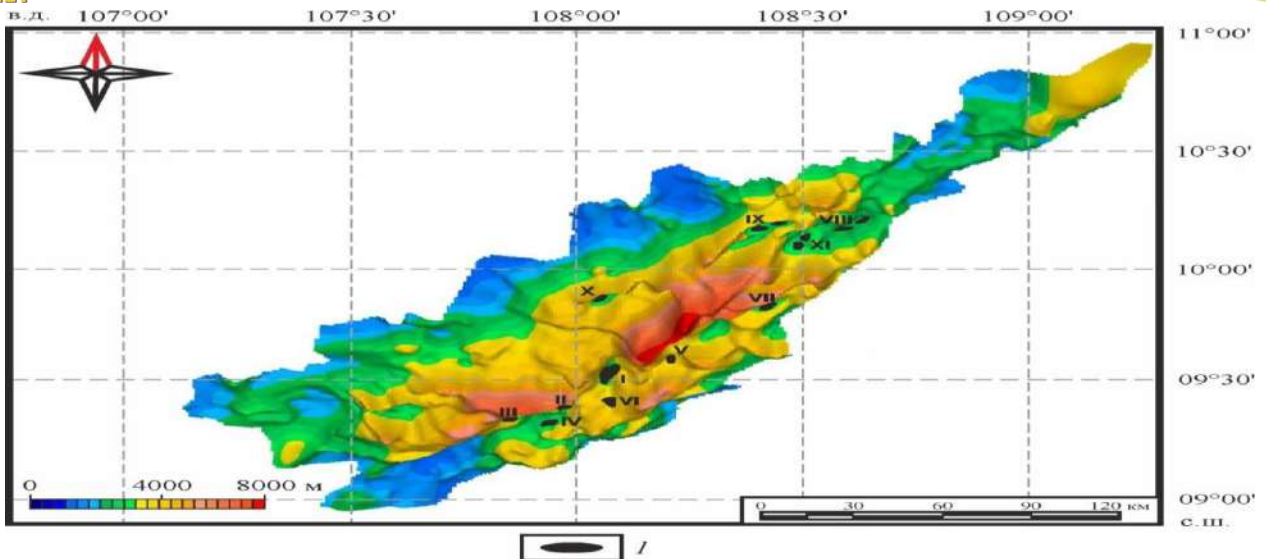
В докладе представлены результаты исследований условий формирования углеводородных систем на шельфе Вьетнама на основе проведения геохимических исследований и трехмерного бассейнового моделирования. Геолого-геохимические исследования и моделирование УВ систем в пределах Кыулунгского бассейна позволили выделить две генерационно-аккумуляционные углеводородные системы: олигоценую и миоценовую, в составе которых выделяются нефтематеринские толщи, где доминируют ОБ озерно-болотного происхождения с высоким потенциалом генерации нефти. Проведенные исследования показали сходство биомаркерных параметров нефтей и органического вещества осадочных отложений, что демонстрирует органическую природу нефтей месторождений фундамента на шельфе Вьетнама. Нефти месторождения Белый Тигр, залегающие в фундаменте по распределению углеводородов не отличаются от нефтей многочисленных залежей в осадочных толщах олигоцена и миоцена.

**Ключевые слова:** Вьетнам, биомаркеры, газ, генерационно-аккумуляционные углеводородные системы, нефть, происхождение нефти, углеводороды, фундамент, шельф.

В Кыулунгском бассейне на шельфе Вьетнама по состоянию на 2017 г. открыты 18 нефтяных и газовых месторождений. Из них 15 месторождений, включая наиболее значимое – крупное нефтяное месторождение Белый Тигр, находятся в разработке с общим объемом накопленной добычи порядка 410 млн.т нефти. Основные запасы месторождения Белый Тигр сосредоточены в кристаллическом фундаменте (см.рис. 1), в горсте трещинно-кавернозных гранитоидов мезозойского возраста (верхняя юра - верхний мел) на глубине свыше 3000 м.

В целях реконструкции хронотермобарических условий возникновения и эволюции очагов генерации углеводородов, восстановления условий их формирования и закономерностей распространения скоплений нефти и газа на шельфе Вьетнама было проведено трехмерное моделирование генерационно-аккумуляционных углеводородных систем с использованием технологии бассейнового моделирования и программного обеспечения PetroMod (Schlumberger, Ltd, USA).

При моделировании углеводородных систем важное значение имели использование исходных данных, которые включают: геометрические характеристики бассейна (структурно-тектонический каркас); литолого-фациальную характеристику осадочных комплексов; геохимические характеристики нефтегазоматеринских толщ; сведения об основных геологических событиях (периоды осадконакопления, перерывы, размывы); граничные условия (тепловой поток, палеобатиметрия, температура на поверхности дна палеобассейна).



**Рисунок 1.** Схема расположения месторождений нефти и газа на трехмерном изображении фундамента Кыулунгского бассейна.

*1 – месторождения нефти: I – Белый Тигр, II – Дракон, III – Восточный и Юго-Восточный Дракон, IV – Южный Дракон - Морская Черепаха, V – Золотой Тунец, VI – Заря (Кыулонг), VII – Фуонгдонг, VIII – группа Топаз, Рубин и др., IX – группа Белый Лев, Черный Лев и др., X – Тамдао, XI – Черный и Белый Морской Левв Кыулунгском бассейне*

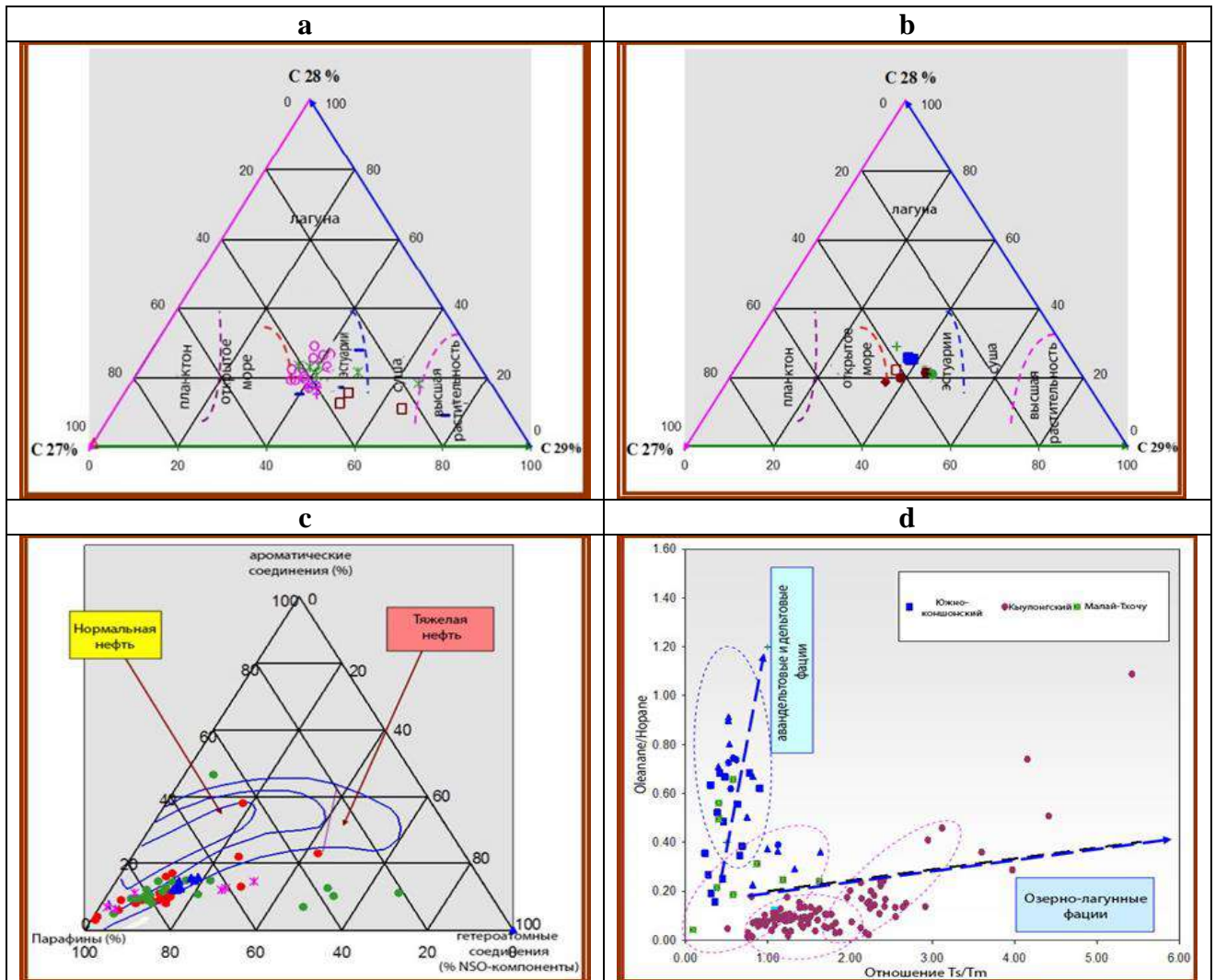
С целью выявления дополнительных аргументов (до сих пор не изученных), определяющих происхождение нефти в фундаменте месторождения Белый Тигр, были исследованы также распределения насыщенных углеводородов-биомаркеров (н-алканов, изопренанов, стеранов и терпанов) на молекулярном уровне и групповой состав (насыщенные углеводороды, моно-, би- и полиароматические углеводороды, смолы и асфальтены). Анализ результатов проведенных биомаркерных исследований показал, что сравнительная корреляция стеранов C<sub>27</sub>-C<sub>28</sub>-C<sub>29</sub> позволила установить связь между нефтью из фундамента и материнскими породами олигоцен-миоценового возраста (рис.2 а,б.). По результатам анализа, нефть Кыулунгского бассейна представлена нормальной, еще не измененной (рис.2 с,д).

Таким образом, проведенные исследования показали сходство биомаркерных параметров нефтей и органического вещества осадочных отложений, что демонстрирует органическую природу нефти месторождений фундамента на шельфе Вьетнама. Нефти месторождения Белый Тигр, залегающие в фундаменте, по распределению углеводородов ничем не отличаются от нефти многочисленных залежей в осадочных толщах олигоцена и миоцена. Аналогично всем нефтям органического происхождения мира в нефти месторождения Белый Тигр отсутствуют регулярные изопренаны C<sub>12</sub> и C<sub>17</sub> и хейлантаны (трициклические терпаны) C<sub>22</sub> и C<sub>27</sub>. Все показатели свидетельствуют о том что, скопления нефтегазовых УВ находятся в фундаменте Кыулунгского бассейна во вторичном залегании и источником их образования служит ОВ осадочных продуктивных комплексов олигоценового и миоценового возрастов.

Расчет значений коэффициента отражения витринита был проведен по методу Sweeney & Burnham (1990), который является эффективным инструментом для оценки степени зрелости ОВ нефтематеринских пород изучаемого региона. Согласно этому методу, нефтематеринские породы начали входить в зону зрелости при значении коэффициента отражения (R<sup>0</sup>) эквивалентно равному 0,55; в нефтяное окно – при 0,72-1,3 и в зону генерации газа при отражении витринита выше 1,3. Трехмерное



моделирование позволило создать карты распределения степени зрелости ОБ по поверхностям толщ материнских пород по состоянию на текущий момент (Рис. 3).

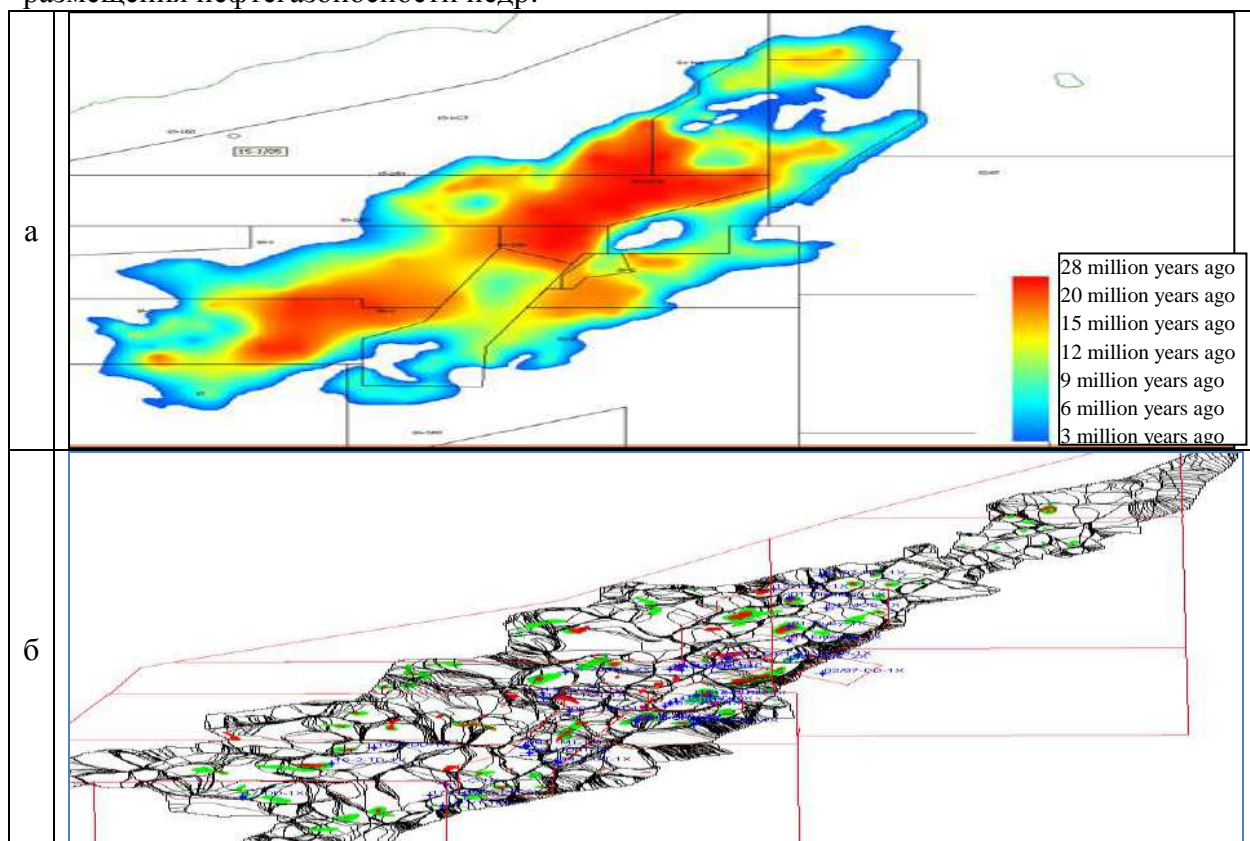


**Рисунок 2.** Диаграммы-соотношения  $C_{27}$ - $C_{28}$ - $C_{29}$  Steran: а- образцов пород; б- проб нефти; с- химического состава  $C_{15+}$  образцов нефти Кыулонгского бассейна; д- происхождения нефти в бассейнах: Кыулонг, Южно-коншон и Малай-Тхоу.

Модель миграции, созданная с помощью программы PetroMod, имитирует миграцию УВ по закону Дарси и потока течения. В результате проведенных работ были построены трехмерные модели распределения интенсивности миграции УВ. По результатам моделирования можно сделать вывод, что интенсивная и широкомасштабная миграция углеводородов в Кыулонгском бассейне происходила в период с 24 млн.лет до 11 млн.лет назад. В результате моделирования построены также 3D модели распределения плотности эмиграции УВ из материнских пород верхнего и нижнего олигоцена Кыулонгского бассейна во времени. Наиболее высокая плотность эмигрировавших из материнских пород верхнего олигоцена УВ отмечается 24 млн.лет назад, в основном, в северной, западной впадинах месторождения Белый Тигр, во впадине блока 15-2, 15-1. В период с 11 млн.лет назад УВ эмигрируют из материнских пород по всей площади центральной впадины бассейна, включающей площади северной, западной, восточной впадин месторождения Белый Тигр, площади глубокой впадины блока 15-2, юго-восточной впадины блока 15-1, 16-2 и 01. Суммарный объем углеводородов, эмигрировавших из материнских пород верхнего олигоцена, в

настоящее время незначительно отличается от объемов эмиграции, происходившей 11 млн.лет назад.

Важным фактором формирования углеводородных систем и скоплений УВ в Кылуонгском бассейне являются геофлюидодинамические процессы. По результатам трехмерного моделирования была создана серия карт (Рис. 3б) распределения дренажных зон и скоплений УВ Кылуонгского бассейна, которые позволили установить факт обязательной пространственной ассоциации скоплений УВ с ареалами и пунктами разгрузки (дренажа) субрегиональных гидро(флюидо)динамических систем. Этот фактор соответствует флюидодинамической концепции формирования и размещения нефтегазоносности недр.



**Рисунок 3.** а-Карта распределения времени миграции УВ из материнских пород олигоцена; б-Трехмерная модель распределения дренажных зон и скоплений УВ в Кылуонгском бассейне.

Геолого-геохимические исследования и моделирование УВ систем в пределах Кылуонгского бассейна позволили выделить две генерационно-аккумуляционные углеводородные системы: олигоценую и миоценовую, в составе которых выделяются нефтематеринские толщи, где доминируют ОВ озерно-болотного происхождения с высоким потенциалом генерации нефти. Генерация УВ происходила не априори по всему объему нефтегазоматеринских пород, а в определенных очагах генерации. Проведенные исследования показали сходство биомаркерных параметров нефтей и органического вещества осадочных отложений, что демонстрирует органическую природу нефтей месторождений фундамента на шельфе Вьетнама. Нефти месторождения Белый Тигр, залегающие в фундаменте по распределению углеводородов не отличаются от нефтей многочисленных залежей в осадочных толщах олигоцена и миоцена. Аналогично всем нефтям органического происхождения мира в нефти месторождения Белый Тигр отсутствуют регулярные изопренаны  $C_{12}$  и  $C_{17}$  и хейлантаны (трициклические терпаны)  $C_{22}$  и  $C_{27}$ .

Миграционные процессы и формирование залежей углеводородов наряду с латеральной миграцией связаны с межформационной (межэтажной) субвертикальной миграцией по плоскостям проводящих дизъюнктивов, зонам повышенной трещиноватости и разуплотнения, лито-фациальным несогласиям и другим нарушениям сплошности пород, осуществляющейся синхронно с активизацией палео- и неотектонических процессов. Проявления нисходящей миграции углеводородов может быть связано со снижением гидродинамического потенциала с глубиной в зонах сочленения осадочного чехла с породами фундамента за счет разницы в литологическом строении, емкостно-фильтрационных свойств и др. Наряду с этим в период возникновения глубинных разломов, осложняющих фундамент, из нефтематеринских толщ в осадочном чехле происходит активная нисходящая миграция (струйная фильтрация) УВ в пустоты кристаллического фундамента по зонам деформаций разломов.

### Литература

1. Blumenberg M., Oppermann B., Guyoneaud R., Michaelis W. Hopanoid-production by *Desulfovibrio bastinii* isolated from oilfield formation water // FEMS Microbiol. Lett., 2009. V. 293. 73-78 p.
2. Flesch G. and Rohmer M. Prokaryotic triterpenoids: A novel hopanoid from the ethanol-producing bacterium *Zymomonas mobilis* // Biochem. J., 1989. V.262, 673-675 p.
3. 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 // SOCAR Proceedings, 1, 2017, pp. 4-16
4. Kerimov V.Y., Rachinsky M.Z. Geofluid dynamic concept of hydrocarbon accumulation in natural reservoirs // Doklady Earth Sciences. – Moscow, 2016. – Vol. 471, №1. – PP. 1123–1125
5. R.N. Mustaev, W.N. Hai, V.Y. Kerimov & E.A. Leonova Generation and Conditions Formation of Hydrocarbon Deposits in Kyulong Basin by Simulation Results Hydrocarbon Systems // 17th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, GEOMODEL 2015
6. Rachinsky, M.Z.; Kerimov, V.Y. Fluid Dynamics of Oil and Gas Reservoirs // 2015. Scrivener Publishing Wiley, MA 01915-6106 USA
7. Vu Nam Hai, Mustaev R.N., Sericova U.S., Leonova E.A. Exploration of the generating potential of the sedimentary complex in the cuu long basin based on the basin modelling (Vietnam) // 18th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, GEOMODEL 2016
8. Абукова Л.А. Нисходящая миграция подземных вод и углеводородов в осадочных нефтегазоносных бассейнах // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – Москва, 2008. – №10. – С. 23-31.
9. Гордадзе Г.Н. Углеводороды в нефтяной геохимии. Теория и практика. М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015. 559 с.
10. Лукин А.Е. Дегазация Земли, нафтидогенез и нефтегазоносность // Збірник наукових праць УкрДГРІ, 2017. № 1–2. 142-164 с.
11. Савиных Ю. В., Лукин А. Е., Донцов В. В. Роль глубинных флюидов в образовании месторождений нефти в коллекторах фундамента // Дегазация земли: геотектоника, геодинамика, геофлюиды; нефть и газ; углеводороды и жизнь. Материалы Всерос. конф. с междунар. участниками, посвящ. 100-летию со дня рождения акад. П. Н. Кропоткина, г. Москва, 18—22 окт. 2010 г. — Москва: ГЕОС, 2010. — С. 476—478.



## ГЕОДИНАМИЧЕСКАЯ ЭВОЛЮЦИЯ ОХОТОМОРСКОГО РЕГИОНА

*Кузнецов Н.Б. (ГИН РАН, kouznikbor@mail.ru ),*

*Керимов В.Ю. (МГРИ, vagif.kerimov@mail.ru ),*

*Косьянов В.А. (МГРИ, rektor@mgri-rggru.ru),*

*Бондарев А.В. (РГУ нефти и газа (НИУ) им.И.М.Губкина, jcomtess@yandex.ru)*

### Аннотация

В докладе представлены результаты исследований геодинамической эволюции Охотоморского региона. Исследования показали, что в тектоническом отношении он состоит из двух тектонически обособленных зон: северная (Лунская и Киринская структуры субмеридионального простирания) и южная (Южно-Кириная и Мынгинская субширотные структуры). Структуры осложнены сдвиговыми разломами поперечно-диагонального простирания. Их формирование связано с региональными геодинамическими событиями более мелкого масштаба. Имеющийся геолого-геофизический материал и палеорекострукции позволяют заключить, что субширотные структуры Мынгинского типа сформировались уже к середине раннего миоцена и связаны с раскрытием Южно-Курильского малого океанического бассейна за счет вращения «по часовой стрелке» Палео-Охотской плиты. Меридианально ориентированные структуры Кириного типа оформились позже, в среднемиоцен-четвертичное время, за счет правосдвиговых транспрессивных смещений Охотоморской и Амурской литосферных плит по Центрально-Сахалинскому правостороннему сдвиг-надвику. Результаты анализа геодинамической эволюции смогут послужить надежной основой для разработки направлений геологоразведочных работ, что предопределяет возможные перспективы дальнейших исследований по рассмотренной в докладе теме.

**Ключевые слова:** Охотоморский регион, генерационно-аккумуляционные углеводородные системы, нефть, шельф, геодинамика

Регион Охотского моря в тектоническом отношении представляет собой область взаимодействия крупнейших мировых литосферных плит – Тихоокеанской, Евразийской и Северо-Американской. В зоне сочленения этих плит выделяются микроплиты – Охотоморская и Амурская, граница которых в пределах рассматриваемой части региона проходит по Сахалину (рис.1) (Центрально-Сахалинский разлом) и имеет характер правостороннего сдвига-надвига.

К основным методам, использованным в процессе работ относятся: построение сводных структурных карт, палеотектонические и палеогеографические реконструкции, численное пространственно-временное бассейновое моделирование.

Анализ геолого-геофизической информации показывает, что в пределах всей области исследования на геофизических разрезах уверенно трассируются три основных региональных несогласия: 1 (в кровле верхнего миоцена), 2 (среднем миоцене), 3 (в низах олигоцена). По поверхностям этих несогласий были построены региональные структурные карты, путем анализа и сведения воедино выполненных ранее структурных построений по отдельным участкам Охотского моря, их корректировки с учетом данных бурения, геологических карт прилегающей суши и интерпретации региональных сейсмических профилей.

Для реконструкций геодинамической эволюции Присахалинской части Охотоморского региона авторами были обобщены регионально-геологические, геофизические, литолого-петрологические, литолого-стратиграфические и другие данные по строению Присахалинского шельфа и отдельных его участков. На основе



этих данных с использованием технологии компьютерного бассейнового моделирования было проведена реконструкция истории прогибания и осадконакопления, воздымания и эрозии осадков, а также истории и последовательности образования разломов и пликативных структур в осадочном чехле рассматриваемого региона и отдельных его частей.

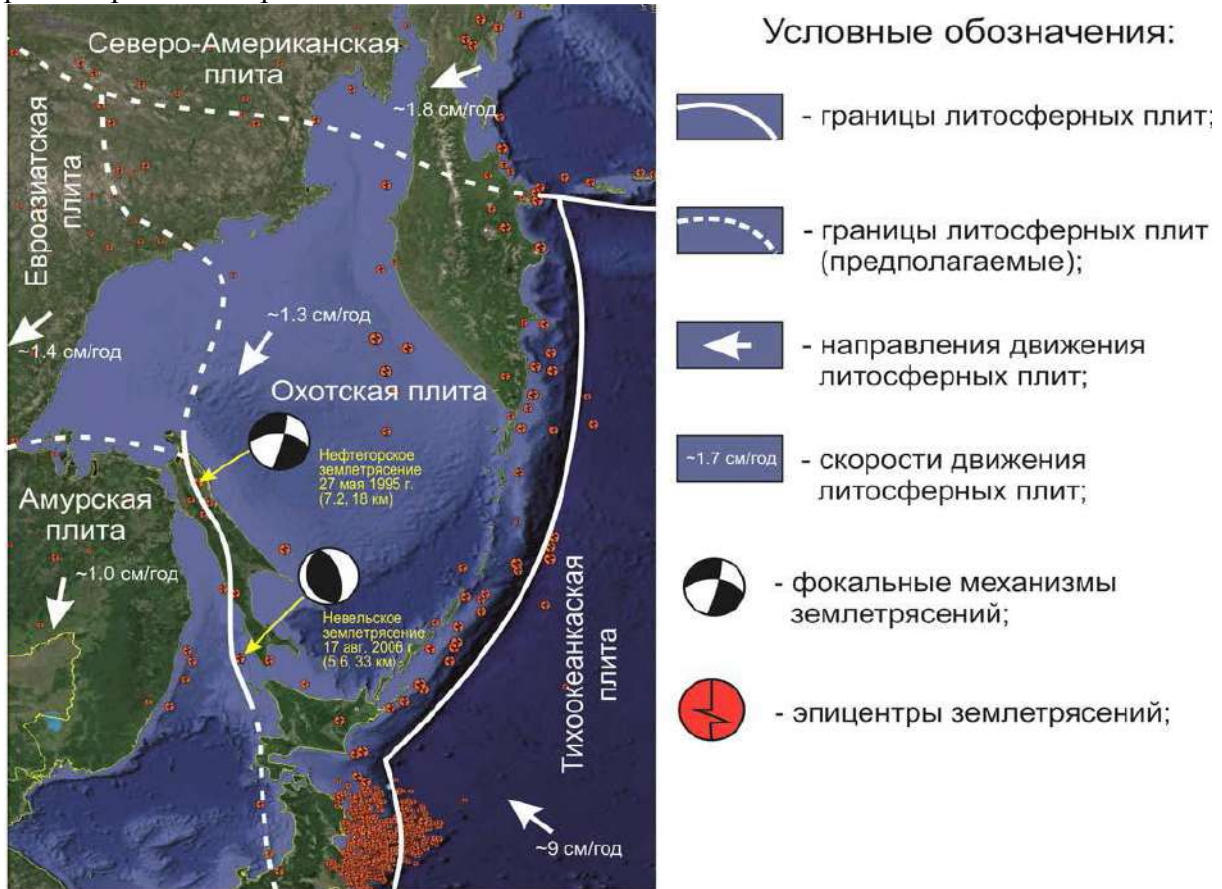


Рисунок 1. Схема движений литосферных плит Охотоморского региона

В целом как следует из проведенных реконструкций, внутренняя структура и распределение неогеновая системы в осадочных бассейнах Сахалина в ней находятся в прямой связи с ее проградационным образованием. Сахалинско-Дерюгинский морской бассейн, образовавшийся под воздействием деструктивных олигоценых процессов, последовательно заполнялся односторонними седиментационными потоками, включая и дельтовый вынос, со стороны материка и Сахалинских горных сооружений, формируя своеобразную «чечевицеобразную структуру неогеновой системы. В связи с последовательной проградацией осадков разрез бассейна построен в целом регрессивно: от глубоководных глин и силицитов переходной зоны и батиаля через песчано-алевролитоглинистые образования литорали и сублиторали до преимущественно континентальных угленосных образований приморской низменности. В целом представления авторов о тектонических процессах и времени их активации описываются схемой тектонических событий (см.рис.2).

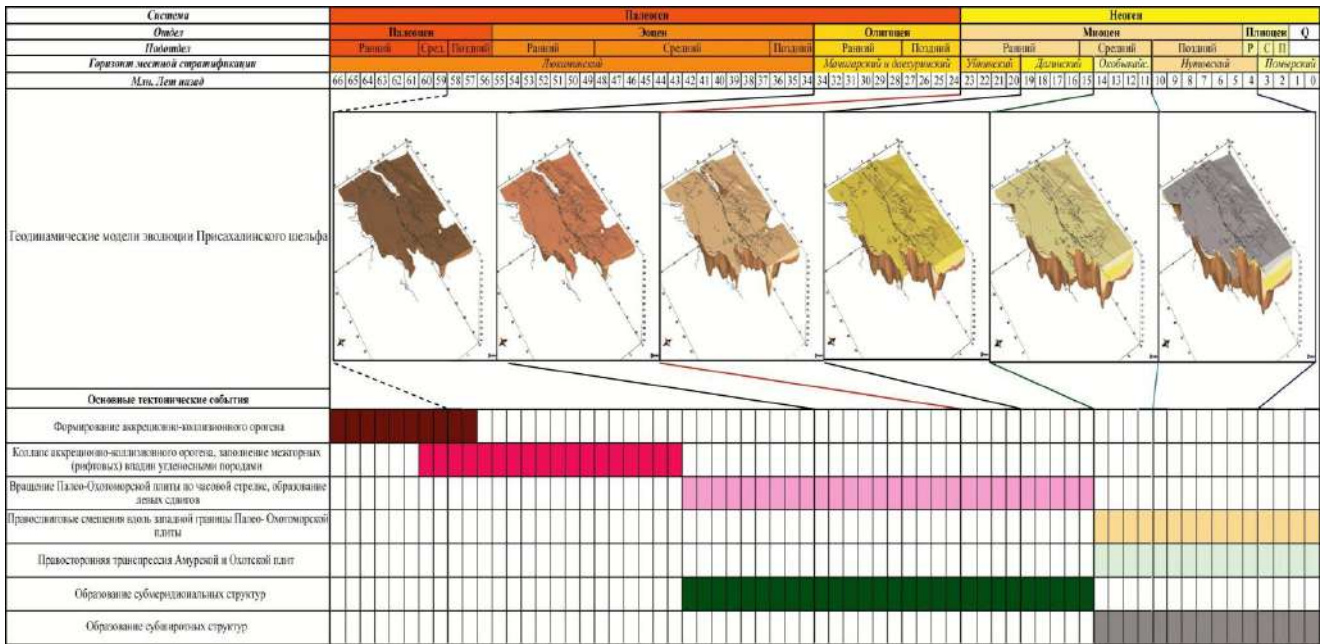


Рисунок 2. Схема геодинамической эволюции Присахалинского шельфа

В результате проведенного тектонического анализа нам удалось провести генерализацию первоначальной информации о разломах, что привело к существенному сокращению их числа. В соответствии с разработанным подходом к интерпретации тектонической истории геологический возраст разломов – время их тектонической активности (возраст, измеряемый в миллионах лет) обозначен как 2.6 и 9 млн. лет, соответственно. По итогам проведенного анализа были созданы 3-D модели развития разрывных нарушений по отдельным лицензионным участкам (Рис.3).

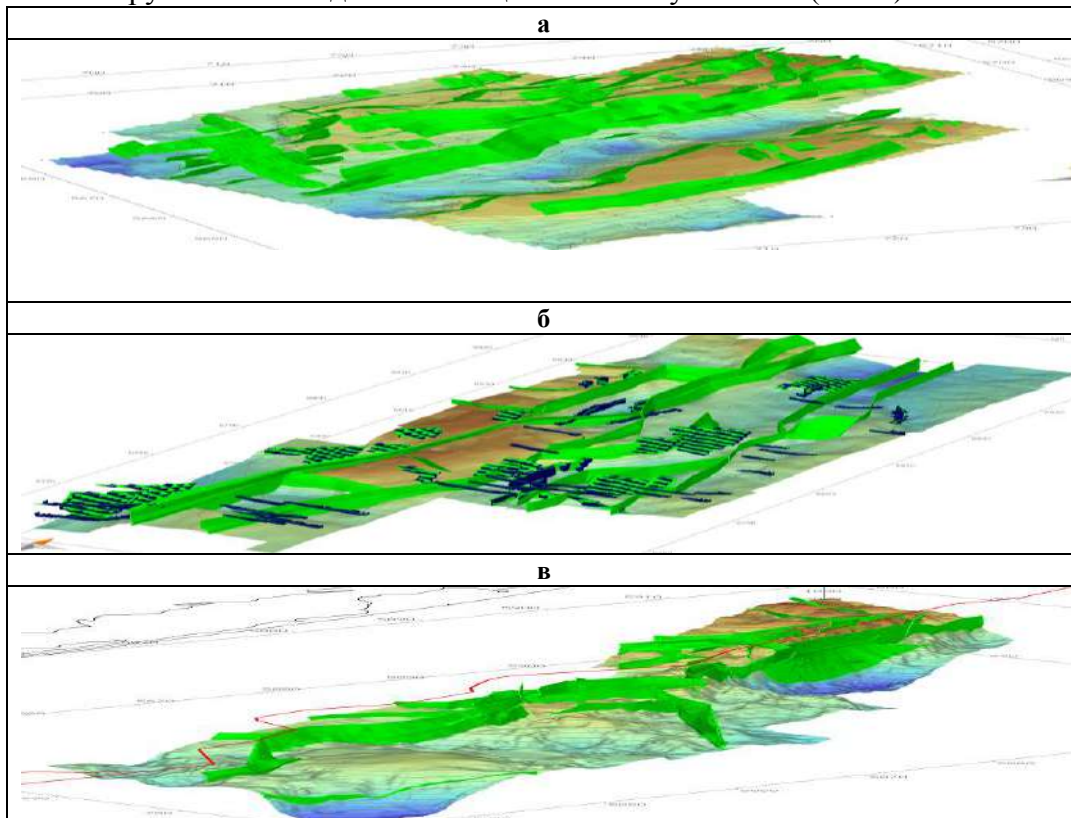


Рисунок 2. 3-D модели развития разрывных нарушений в лицензионных участках: а- Киринском ЛУ; б Аяшском ЛУ; в- Восточно-Одоптовском ЛУ



Согласно геодинамической эволюции, находящей отражение в геологической структуре, Сахалин разделяется на две части: западную, включающую Татарский пролив и наземную часть западного Сахалина, являющуюся его западным бортом, и восточную, включающую остальную часть острова и прилегающий шельф. Первая из них сформировалась как преддуговая терраса перед Сихотэ-Алинского вулканоплутонического окраинного пояса и далее начиная с палеоцена-эоцена как рифтогенный прогиб, заложенный на фоне деструкции (многофазного рифтогенеза и рассеянного спрединга) континентальной коры, чем обусловлено строение вулканогенно-кремнисто-терригенного осадочного чехла с широким развитием турбидитных фаций.

Выполнение численного моделирования геодинамической эволюции Присахалинского шельфа расположенного вблизи западной границы Охотоморской плиты показало, что в тектоническом отношении он состоит из двух тектонически обособленных зон: северная (Лунская и Киринская структуры субмеридионального простирания) и южная (Южно-Кириинская и Мынгинская субширотные структуры). Структуры осложнены сдвиговыми разломами поперечно-диагонального простирания. Их формирование связано с региональными геодинамическими событиями более мелкого масштаба. Имеющийся геолого-геофизический материал и палеорекострукции позволяют заключить, что субширотные структуры Мынгинского типа сформировались уже к середине раннего миоцена и связаны с раскрытием Южно-Курильского малого океанического бассейна за счет вращения «по часовой стрелке» Палео-Охотской плиты. Меридианально ориентированные структуры Кириинского типа оформились позже, в среднемиоцен-четвертичное время, за счет правосдвиговых транспрессивных смещений Охотоморской и Амурской литосферных плит по Центральнo-Сахалинскому правостороннему сдвиг-надвику.

Результаты анализа геодинамической эволюции смогут послужить надежной основой для разработки направлений геологоразведочных работ, что предопределяет возможные перспективы дальнейших исследований по рассмотренной в докладе теме.

#### Литература

1. Jolivet L., M. Fournier, P. Huchon, V.S. Rozhdestvensky, K.F. Sergeyeva, L.Oscorbin. Cenozoic intracontinental dextral motion in the Okhotsk-Japan Sea region. *Tectonics*, 1992. N 11. P.968-977.
2. Kerimov V.Y., Osipov A.V., Mustaev R.N., Monakova A.S. Modeling of petroleum systems in regions with complex geological structure // в сборнике: 16th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development
3. Rodnikov, A.G., Sergeyeva, N.A., and Zabarinskaya, L. P., Deep structure of Deryugin basin (the Sea of Okhotsk): *The Pacific Geology*, 2002, v. 4, pp. 3-8.
4. Sinyavskaya, O.S., Kerimov, V.Y., Sizikov, E.A., Lavrenova, E.A., Makarova, A.U. The estimation of hydrocarbon potential of the generative-Accumulative hydrocarbon systems in the Okhotsk Sea // *Geomodel 2015*
5. Vail P. R. Seismic stratigraphy and global changes of sea level. Part 3: relative changes of sea level from coastal onlap // *Seismic Stratigraphy – Applications to Hydrocarbon Exploration.* – 1977. – Vol. 26. AAPG Memoir. – P. 63–81.
6. Yong-Tai Yang. An unrecognized major collision of the Okhotomorsk Block with East Asia during the Late Cretaceous, constraints on the plate reorganization of the Northwest Pacific // *Earth-Science Reviews*. 2013, V.126, P.96–115.
7. В.Ю. Керимов, А.В. Бондарев, Е.А. Сизиков, О.С. Сиявская Условия формирования ловушек нефти и газа в палеоген-неогеновом комплексе Присахалинского шельфа // *Нефть, газ и бизнес*. 2016. -№ 2. -С. 50-54

## СТРУКТУРА И ТЕКТОНИЧЕСКАЯ ЭВОЛЮЦИЯ СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ЗОНДСКОГО ШЕЛЬФА

*Леонов М.Г. (ГИН РАН, [mgleonov@yandex.ru](mailto:mgleonov@yandex.ru)),  
Керимов В.Ю. (МГРИ, [vagif.kerimov@mail.ru](mailto:vagif.kerimov@mail.ru)),  
Косьянов В.А. (МГРИ, [rektor@mgi-rggru.ru](mailto:rektor@mgi-rggru.ru)),  
Мустаев Р.Н. (МГРИ, [r.mustaev@mail.ru](mailto:r.mustaev@mail.ru))*

### Аннотация

В докладе представлены результаты исследований главных факторов, определяющие условия формирования и размещение залежей нефти и газа в пределах кайназойского осадочного чехла и докайнозойского гранитного фундамента шельфа Вьетнама - структурно- тектоническая модель Кыулунгского бассейна позволяющих выявить условия формирования региональных и локальных структур в осадочном чехле и в фундаменте, содержащих залежи углеводородов; механизмы возникновения ловушек углеводородов и пустотного пространства (коллекторов); генезис углеводородов, в т.ч. углеводородов, находящихся в породах фундамента; возможный механизм миграции и аккумуляции углеводородов в породах фундамента.

**Ключевые слова:** Белый Тигр, биомаркеры, газ, генерационно-аккумуляционные углеводородные системы, нефть, происхождение нефти, углеводороды, фундамент, шельф.

Территория современного Зондского шельфа претерпела длительную геологическую эволюцию и имеет сложное внутреннее строение.

В Кыулунгском бассейне по состоянию на 2017 г. открыты 18 нефтяных и газовых месторождений. Из них 15 месторождений, включая наиболее значимое – крупное нефтяное месторождение Белый Тигр, находятся в разработке с общим объемом накопленной добычи порядка 410 млн.т нефти. Основные запасы месторождения Белый Тигр сосредоточены в кристаллическом фундаменте, в горсте трещинно-кавернозных гранитоидов мезозойского возраста (верхняя юра - верхний мел) на глубине свыше 3000 м.

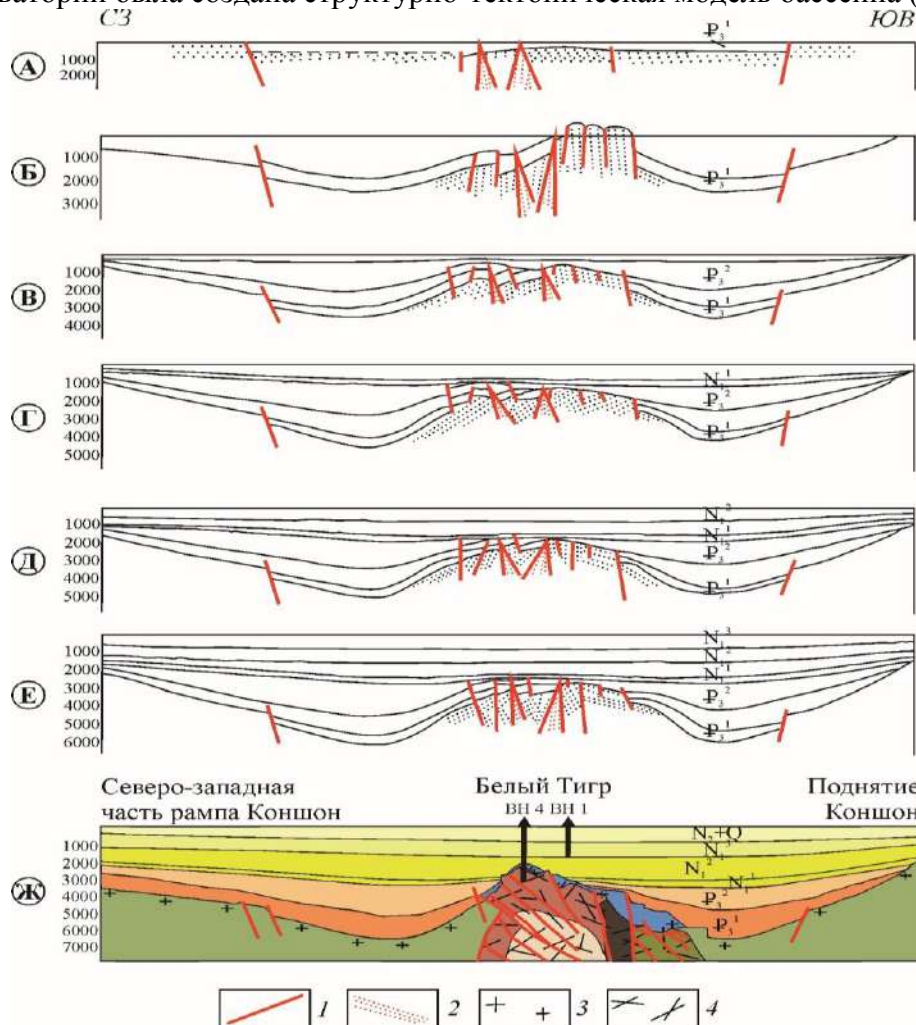
Основными методами исследований являются палеотектонические реконструкции и численное пространственно-временное бассейновое моделирование, позволившие создать структурно-тектоническая модель Кыулунгского бассейна и выявить условия формирования залежей углеводородов на шельфе Вьетнама. Для реконструкции геодинамической эволюции Кыулунгского бассейна с использованием технологии компьютерного бассейнового моделирования была проведена реконструкция истории прогибания и осадконакопления, а также последовательности образования разломов в осадочном чехле и фундаменте рассматриваемого региона.

Результаты палеотектонических реконструкций исследований показаны на рис. 1, где продемонстрированы основные этапы развития региона. Начиная с эоцена (?) – раннего олигоцена и до наших дней данная территория представляет собой область «подвижного шельфа», со сложной морфоструктурой фундамента. На границе мела-палеогена тектонические движения в данном районе привели к деформации поверхности фундамента и усложнению его морфоструктурного облика. Сформировалась система грабенов и разделяющих их приподнятых блоков, ограниченных разрывными нарушениями, в том числе и Кыулунгский прогиб, который является типичным внутрикоровым рифтовым бассейном, возникшим, наряду с другими подобными бассейнами, на восточном склоне Индосинийского срединного массива, сложенного разновозрастными кристаллическими и складчато-



метаморфическими докайнозойскими породными комплексами. Позднемезозойские и кайнозойские тектонические события в пределах Зондского шельфа и, в частности, Кылулонгского рифта проявлялись в ослабленном виде, хотя на его северном плече и проявились магматические процессы позднемезозойского и кайнозойского времени. В районе Зондского шельфа время с момента вхождения гранитных массивов в состав консолидированного слоя земной коры до новейшего этапа является временем активной внутриплитной геодинамики, которая связана с мобильностью породных масс фундамента, прежде всего, гранитов, с их объемной подвижностью и перераспределением в пространстве, что приводит к формированию гранитных протрузивных тел.

Для последующего трехмерного моделирования углеводородных систем изучаемой акватории была создана структурно-тектоническая модель бассейна (Рис. 2).



**Рисунок 1.** Схема эволюции Кылулонгского бассейна

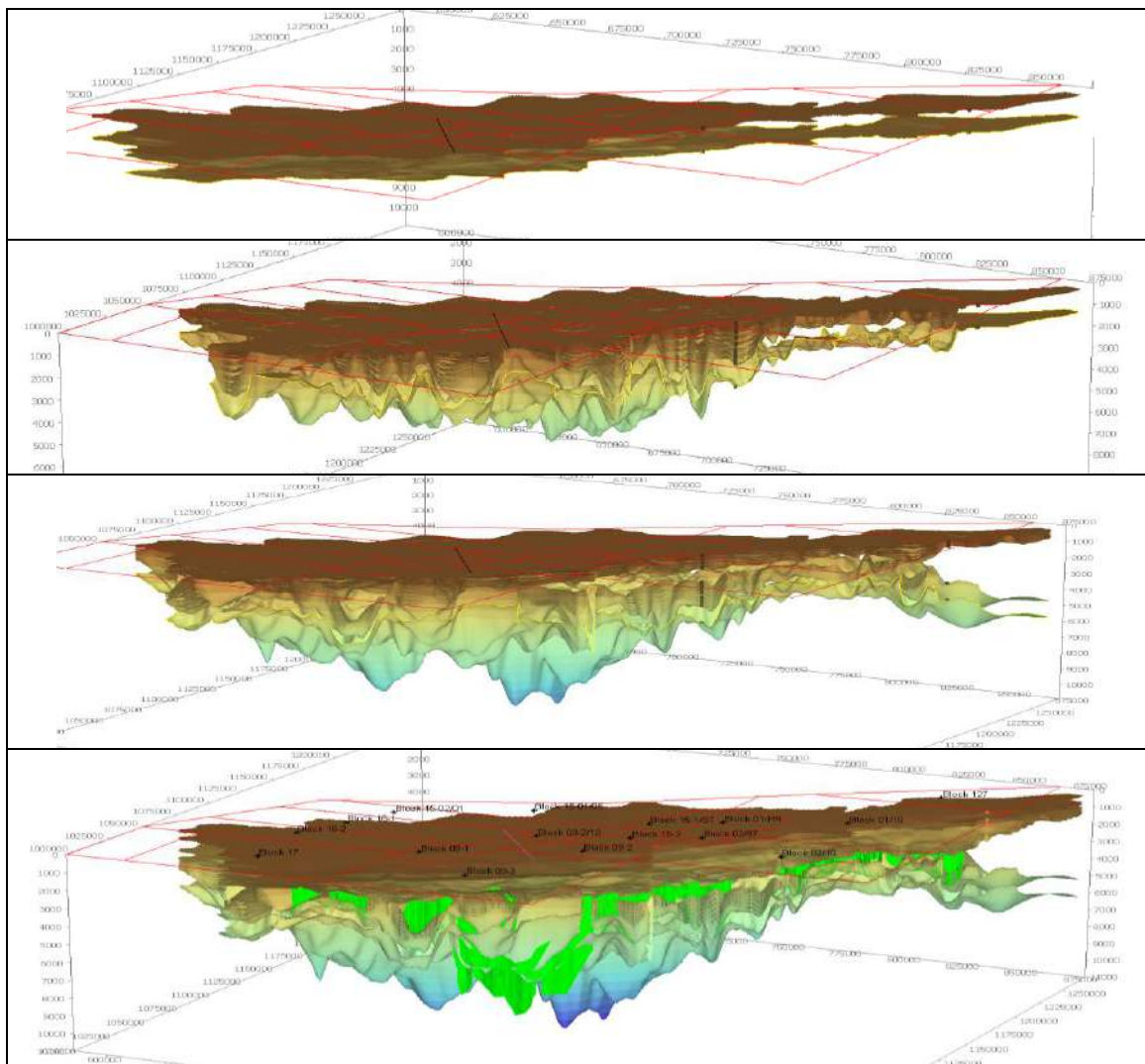
Палеопродели (буквы в кружочках): А – к началу раннего олигоцена; Б – к началу позднего олигоцена; В – к началу раннего миоцена; Г – к концу раннего миоцена; Д – к концу среднего миоцена; Е – к концу позднего миоцена; Ж – на современном этапе развития.

1 – разрывные нарушения, 2 – магматическое тело, 3 – фундамент, 4 – разломы и зоны трещиноватости.

В миоцене и квартере интенсивность тектонических движений снижается и наступает морская трансгрессия. Рельеф морского дна выравнивается, и территория

шельфа превращается в единый бассейн, разделенный на две плоские седиментационные ванны – Кылулонгскую (Меконгскую) и Южно-Коншонскую.

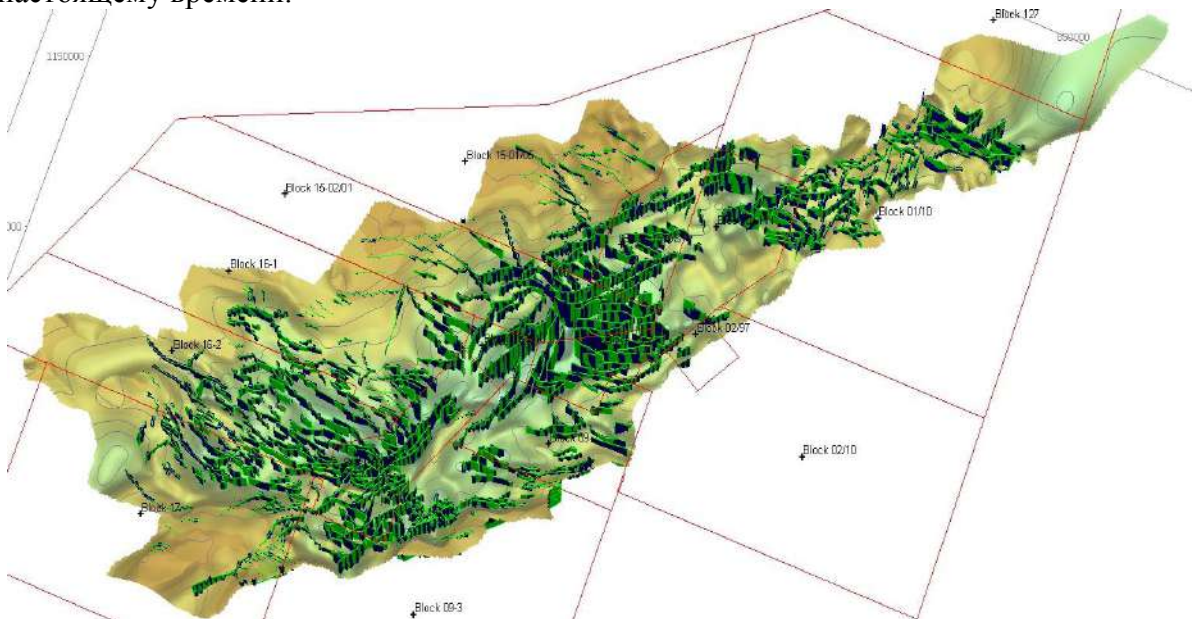
Современная морфоструктура морского дна Зондского шельфа достаточно проста и несет в себе черты субэкрального рельефа. Но в тоже время современная ванна Вьетнамского шельфа отражает морфоструктуру фундамента, которая очень сложна и представляет собой систему прогибов и поднятий первого порядка. И в современном рельефе дна бассейна четко обособлены впадины бассейнов Кылулонг и Южный Коншон, которые наследуют прогибы поверхности фундамента, и разделяющее их поднятие Коншон, которому соответствует выступ докайнозойского основания. Прогибы Кылулонг и Южный Коншон в свою очередь также осложнены выступами гранитного фундамента. На основе геологических особенностей, геофизических данных, различий в мощностях осадочного чехла и распределения систем разрывных нарушений, Кылулонгский бассейн можно разделить на несколько морфоструктурных элементов: поднятия Фу Куи и Кылулонг, дифференцированные прогибы Ка-Кой и Бак-Лиёу, а также центральная впадина Кылулонг.



**Рисунок 2.** 3D структурно-тектонические модели Кылулонгского бассейна: а-35 миллионов лет назад; б-30 миллионов лет назад (ранний олигоцен); с-10 миллионов лет назад (средний миоцен); д-в современно время

В Кылулонгском бассейне по возрасту и истории формирования и по направлению распределения выделяются 4 группы системы нарушений: СВ-ЮЗ

простирая; широтного простирая; меридионального простирая; и СЗ-ЮВ простирая (рис.3). Несколько большие нарушения, которые активизировались и формировались в начале олигоцена и закончились в конце олигоцена, условно приняты как открытые нарушения в периоде с 30 млн.лет назад по 23 млн.лет назад, а в периоде с 23 млн.лет назад до настоящего времени – приняты как закрытые нарушения. Нарушения, сформированные во второй фазе тектонической деятельности (от раннего до среднего миоцена) условно приняты как открытые нарушения в периоде с 21 млн.лет назад по 18 млн.лет назад, и как закрытые нарушения с 18 млн.лет назад по настоящему времени.



**Рисунок 3.** 3D структурно-тектонические модели Кылуонгского бассейна: а-35 миллионов лет назад; б-30 миллионов лет назад (ранний олигоцен); в-10 миллионов лет назад (средний миоцен); д-в современно время

Как показали структурно-тектонические реконструкции в пределах Кылуонгского бассейна присутствуют структурные сводовые, неструктурные (литологические и стратиграфические) и комбинированные ловушки. Широким развитием пользуются ловушки, являющиеся реальными или потенциальными месторождениями углеводородов в теле кристаллического цоколя. В результате структурно-тектонических процессов в теле фундамента Кылуонгского бассейна зарождались и развивались положительные морфоструктуры (купола, протрузии), ядра которых выполнены дезинтегрированными (гранулированными) породами кристаллического цоколя, а крылья и покрывка – осадочными отложениями плитного чехла. Наиболее распространены среди структур этого типа «тела протыкания», представленные гранитами, которые обладают повышенной, а с ростом поднятия – все возрастающей проницаемостью и пористостью. Эти объемы являются областями относительной декомпрессии. Осадочные породы чехла, облекающие свод, напротив, находятся в условиях сжатия и повышенного давления (в том числе флюидного), обусловленного действием веса вышележащих чехольных комплексов и напором растущего купола. В случае, когда породы нижних горизонтов чехла содержат углеводороды, то может начаться процесс их перетока, перекачки из осадочных толщ в разуплотненные кристаллические породы фундамента, где они и образуют скопления-залежи. Для проявления такого механизма особенно благоприятны гранитные массивы, которые легко подвергаются структурно-вещественной переработке в процессе формирования кристаллических диапиров и протрузий.



Тектоническая активность гранитных тел на постумной стадии находит отражение в особенностях строения осадочного чехла и его соотношениях с породами фундамента, во внутренней структуре гранитов, в наличии особой разновидности кластитов на контакте гранитных тел и их осадочного обрамления. Массивы гранитов прорывают толщи осадочных пород и тектонически внедрены в них. Граниты, слагающие фундамент бассейна Кыулонг, подвержены интенсивной структурной переработке, связанной с действием прототектонических (автометасоматоз, гидротермально-пневматолитовые процессы, контракционная усадка, тектоно-кессонный эффект) факторов, но главным образом фактора тектонического. Основным типом движения породных масс является катакластическое течение. В результате структурно-тектонических процессов в теле фундамента Кыулонгский бассейн зарождались и развивались положительные морфоструктуры (купола, протрузии), ядра которых выполнены дезинтегрированными (гранулированными) породами кристаллического цоколя. В результате формируются гранитные тела протыкания, которые по своим параметрам уверенно могут быть отнесены к категории кристаллических протрузий. Серия таких выступов, включающих гранитные массивы Белый Тигр, Дракон и Волк, образует Центральное поднятие в недрах которого заключены огромные залежи углеводородов.

### Литература

1. Blumenberg M., Oppermann B., Guyoneaud R., Michaelis W. Hopanoid-production by *Desulfovibrio bastinii* isolated from oilfield formation water // *FEMS Microbiol. Lett.* 2009. V. 293. Iss. 1. P. 73–78.
2. Campbell C.S. Rapid granular flow // *Annual Review of Fluid Mechanics.* 1990. Vol. 22. P. 57–92.
3. Mustaev R.N., Hai W.N., Kerimov V.Y., Leonova E.A. Generation and conditions formation of hydrocarbon deposits in Kyulong basin by simulation results hydrocarbon systems // *Geomodel 2015–17<sup>th</sup> Scientific-Practical Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development*
4. Trinh Xuan Cuong, Warren J.K. Bach ho field, a fractured granitic basement reservoir, CUU Long Basin, offshore SE Vietnam: a “buried-hill” play // *Journal of Petroleum Geology.* 2009. Vol. 32. № 2. P. 129–155.
5. Арешев Е.Г., Гаврилов В.П., Донг Ч.Л. и др. Геология и нефтегазоносность фундамента Зондского шельфа. М.: Нефть и газ, 1997. 285 с.
6. Гаврилов В.П. Нефтегазоносность гранитов // *Геология нефти и газа,* 2000. № 6. С.44–49.
7. Гатинский Ю.Г. Латеральный структурно-формационный анализ. М.: Недра, 1986. 193 с.
8. Керимов В.Ю., Леонов М.Г., Осипов А.В., Мустаев Р.Н., Ву Нам Хай Углеводороды в фундаменте шельфа Южно-Китайского моря (Вьетнам) и структурно-тектоническая модель их формирования // *ГЕОТЕКТОНИКА,* 2019, № 1, с. 51—70
9. Леонов М.Г. Тектоника консолидированной коры. М.: Наука. 2008. 454 с.
10. Ревуженко А.Ф., Бобряков А.П., Косых В.П. О течении сыпучей среды с возможным неограниченным скольжением по поверхностям локализации // *Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых.* 1997. № 3. С. 37–42.



## ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЗБРОСО-НАДВИГОВЫХ СТРУКТУР ПРЕДУРАЛЬСКОГО ПРОГИБА

*Минлигалиева Л.И.\* (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, liana\_abril@mail.ru),*

*Керимов В.Ю. (МГРИ, vagif.kerimov@mail), Осипов А.В. (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, osipov.a@gubkin.ru), Бондарев А.В. (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, jcomtess@yandex.ru), Монакова А.С. (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, a.monakova@mail.ru)*

### Аннотация

Объектом исследования является Предуральско-Предновоземельский пояс нефтегазонакопления. Проанализирована геодинамическая эволюция восточного борта Предуральского прогиба на основе геомеханического моделирования. Приведены результаты исследований условий формирования ловушек и залежей углеводородов во взбросо-надвиговых структурах его восточного борта. По результатам исследований создана концептуальная модель формирования скоплений углеводородов в зонах развития складчато-взбросо-надвиговых структурных парагенезов (во взбросо-надвиговых структурах) и в поднадвиговых зонах (в элементах структуры, перекрытых надвигами). Показано, что взбросо-надвиговые и поднадвиговые структуры зоны передовых складок Урала благоприятны для формирования залежей нефти и газа.

**Ключевые слова:** взбросо-надвиговые структуры, геомеханическое моделирование, Передовые складки Урала, поднадвиговые зоны, Предуральский краевой прогиб, Предуральско-Предновоземельский пояс нефтегазонакопления, углеводороды.

Изучение геологической структуры Урала и Восточно-Европейской платформы показало, что горизонтальные силы сжатия, направленные со стороны Урала, обусловили образование системы взбросо-надвигов и поддвигов и генетически связанных с ними антиклинальных структур.

С целью выявления условий формирования ловушек и залежей УВ во взбросо-надвиговых зонах была использована технология геомеханического моделирования этих зон. Метод геомеханического моделирования- балансировка и палинспастические реконструкции, позволяет восстановить структурную эволюцию поднадвиговых зон Предуральского прогиба и зоны Передовых складок Урала, что повышает точность качественного и количественного прогноза ловушек и залежей УВ в этих зонах.

Для реконструкции структурной эволюции зоны Передовых складок Урала была использована технология геомеханического моделирования, реализованная в программном комплексе «Move» компании *Midland Valley*.

Результаты геомеханического моделирования в поднадвиговых зонах и Передовых складках Урала позволили определить условия формирования ловушек УВ различного типов провести типизацию существующих и перспективных ловушек, характеризующие тип каждой ловушки, стратиграфию, литологию, структурный элемент, к которому приурочена ловушка, ее глубина залегания, время формирования и тектонические события в результате которых сформировалась данная ловушка.

Таким образом, можно сделать вывод, исходя из геологических событий на исследуемой территории были сформированы ловушки углеводородов различных типов. Ловушки девонско-каменноугольного возраста сводового типа сформировались в эпоху герцинской складчатости во время ее активизации, тектонически-экранированные были «перерасформированы» из сводовых в тектонически-экранированные на этапе коллизии. Основное отличие формирования ловушек северного и южного сегмента Предуральского

прогиба приходится на ловушки пермского возраста. В южной части Уральский ороген был сформирован полностью в пермский период, соответственно и ловушки были сформированы полностью в данный период. В северной части Предуральского прогиба ловушки пермского возраста полностью сформировались в начале триасового периода, на фоне «затухающих» коллизионных процессов. В южной части наблюдается ряд стратиграфического типа ловушек в Соль-Илецком своде, на северного смешанного структурно-стратиграфического типа сформированного на фоне коллизии и эрозионных процессов после пермского периода.

Моделирование углеводородных систем [11] свидетельствуют, что источником нефтегазоносности поднадвиговых зон и передовых складок Урала являются очаги генерации углеводородов, которые образуются и развиваются в генерационно-аккумуляционных углеводородных системах (ГАУС) в пределах Предуральского краевого прогиба. Результаты бассейнового моделирования и анализ геохимических исследований в пределах Предуральского краевого прогиба, позволили выделить ряд генерационно-аккумуляционных углеводородных систем, в южном сегменте: *силурийская, нижнедевонско-франская, франско-турнейская, визейско-башкирская и нижнепермская*, и в северном сегменте: *силурийско-среднедевонская, верхнедевонско-нижнекаменноугольная и пермская*.

Анализ условий формирования залежей углеводородов во взбросо-надвиговых и поднадвиговых зонах [9, 15] и полученные результаты геомеханического моделирования позволили разработать концептуальную модель формирования скоплений углеводородов во взбросо-надвиговых структурах (*рис. 1*), согласно которой процесс образования залежей нефти и газа происходит в пять этапов.

*На первом (конседиментационном) этапе* происходило формирование (накопление) ордовикско-нижнепермских отложений. Часть этих отложений характеризуется высоким содержанием органического вещества и служит нефтегазоматеринскими толщами в будущих генерационно-аккумуляционных углеводородных системах.

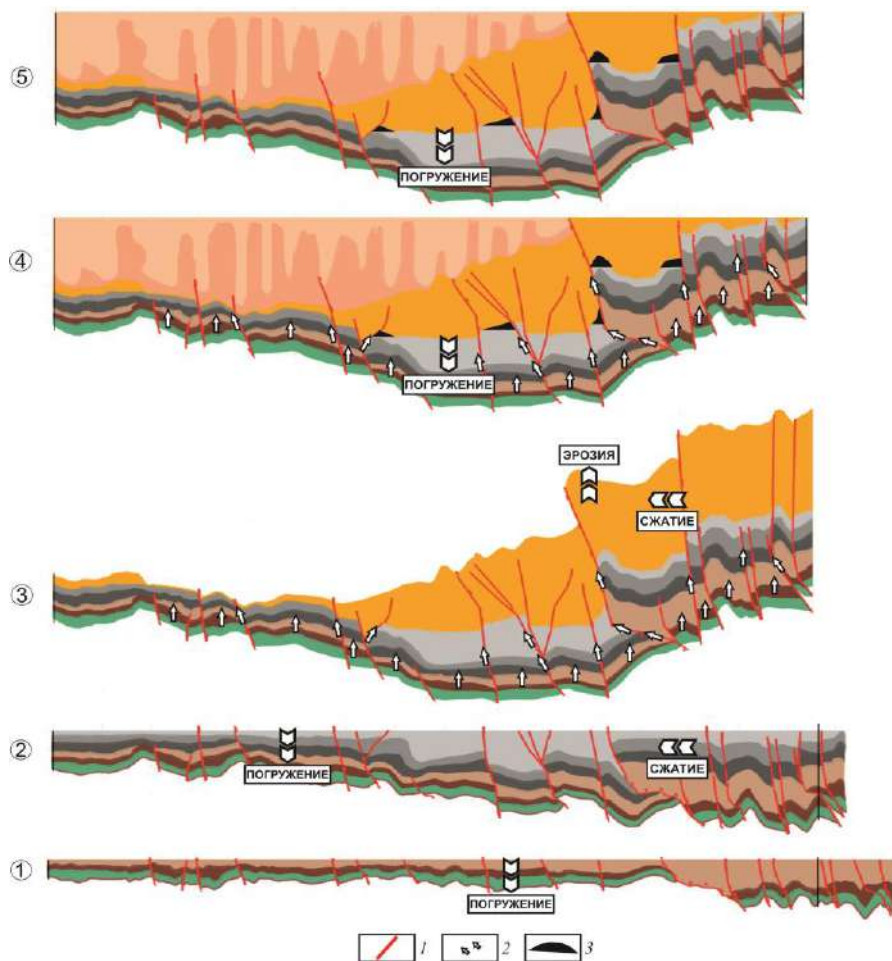
*На втором этапе*, в результате аккреционно-обдукционных и коллизионных процессов, начавшихся в конце девона (фаменский век) и протекавших в каменноугольно-раннепермское время в более восточных зонах Урала, происходило формирование взбросо-надвиговых дислокаций.

*На третьем этапе* в конце перми и триасе протекали процессы генерации углеводородов и миграция их ловушек.

*На четвертом этапе* в триасе и юре осуществлялась аккумуляция углеводородов в ловушках и их заполнение.

*На пятом этапе* в позднемезозойское и кайнозойское время происходила консервация залежей углеводородов. В результате кайнозойской (альпийской) реактивации тектонических процессов на этом этапе могло происходить разрушение образованных ранее скоплений нефти и газа [11].

Механизм формирования скоплений УВ в шарьяжно-надвиговых поясах, связан с дополнительными индикаторами в виде генерации тепла и интенсивного дробления пород за счет максимальных горизонтальных напряжений, отвечающих коллизионным геодинамическим обстановкам и активным дифференцированным движениям в зонах субгоризонтальной расслоенности в кристаллическом фундаменте, а также в осадочном чехле по латерали пластичных пород.



**Рисунок 1.** Концептуальная модель формирования скоплений углеводородов во взбросо-надвиговых структурах. Этапы формирования: 1 – формирование осадочного комплекса в условиях погружения и растяжения; 2 – образование взбросо-надвиговых дислокаций и ловушек в поднадвиговых складках; 3 – миграция углеводородов в ловушки; 4 – аккумуляция углеводородов в ловушках; 5 – консервация залежей углеводородов. 1 – разломы; 2 – направление миграции углеводородов; 3 – залежи углеводородов.

Протяженные разломы, контролирующие надвиговые пластины, служат путями миграции углеводородов, которые облегчаются в результате резкого снижения давлений в зонах секущих разрывов. Как показывают исследования, в результате перестройки структурных планов осадочных бассейнов, в том числе шарьяжно-надвиговых тектонических процессов, происходит переформирование некоторых месторождений за счет латерального или вертикального восходящего перетока нефти и газа из первичной ловушки в новую. Таким образом, надвиговые дислокации, формирующие покровно-складчатые пояса, следует рассматривать как важнейшие нефтегазоконтролирующие структуры, являющиеся важным поисковым признаком при геологоразведочных работах.

Исследования проведены при финансовой поддержке Минобрнауки РФ задание № 5.2907.2017/4.6 (проектная часть государственного задания в сфере научной деятельности).

#### Литература

1. Иванов С.Н., Пучков В.Н., Иванов К.С., Самаркин Г.И., Семенов И.В., Пумпянский А.И., Дымкин А.М., Полтавец Ю.А., Русин А.И., Краснобаев А.А. Формирование земной коры Урала. М.: Наука, 1986, с. 248.

2. Керимов В.Ю., Кузнецов Н.Б., Мустаев Р.Н., Осипов А.В., Бондарев А.В., Нефедова А.С. Условия формирования скоплений углеводородов во взбросо-надвиговых структурах восточного борта Предуральяского прогиба // Нефтяное хозяйство. 2017. № 7. с. 36–41.

3. Керимов В.Ю., Мухтарова Х.З., Мустаев Р.Н. Дизъюнктивные нарушения и их роль в формировании и разрушении залежей нефти и газа в Южном Каспии // Нефть, газ и бизнес. 2011. № 6. с. 18-26.
4. Керимов В.Ю., Халилов Э.А., Мехтиев Н.Ю. Палеогеографические условия формирования Южно-Каспийской впадины в плиоценовую эпоху в связи с ее нефтегазоносностью // Геология нефти и газа. 1992. № 10. с. 5-8.
5. Керимов В.Ю., Карнаузов С.М., Горбунов А.А., Лавренова Е.А., Осипов А.В. Прогноз нефтегазоносности южной части Предуральского прогиба по результатам моделирования генерационно-аккумуляционных углеводородных систем // Геология нефти и газа. 2013. № 6. с. 21-28.
6. Керимов В.Ю., Авербух Б.М., Мильничук В.С. Тектоника Северного Каспия и перспективы нефтегазоносности // Советская геология. 2012. № 7. с. 23-30
7. Керимов В.Ю., Горбунов А.А., Лавренова Е.А., Осипов А.В. Модели углеводородных систем зоны сочленения русской платформы и Урала // Литология и полезные ископаемые. 2015. № 5. с. 445.
8. Керимов В.Ю., Осипов А.В., Лавренова Е.А. Перспективы нефтегазоносности глубокопогруженных горизонтов в пределах юго-восточной части Волго-уральской нефтегазоносной провинции // Нефтяное хозяйство. 2014. № 4. с. 33-35
9. Керимов В.Ю., Кузнецов Н.Б., Мустаев Р.Н., Осипов А.В., Бондарев А.В., Нефедова А.С. Условия формирования скоплений углеводородов во взбросо-надвиговых структурах восточного борта Предуральского прогиба // Нефтяное хозяйство. 2017. № 7. с. 36-41.
10. Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н., Погорелова Е.Ю., Мухтарова Х.З. Механизм образования разрывных нарушений и трещин и их роль в формировании скоплений УВ // Теоретические основы и технологии поисков и разведки нефти и газа. 2013. № 4 (4). с. 4-12
11. Кузнецов Н.Б., Керимов В.Ю., Осипов А. В., Бондарев А. В., Монакова А.С. Эволюция, геодинамика поднадвиговых зон Предуральского краевого прогиба и геомеханическое моделирование формирования скоплений углеводородов // Геотектоника, 2018, № 3, с. 3–20
12. Минлигалиева Л.И. Прогноз нефтегазоносности южной части Предуральского прогиба и зоны Передовых складок Урала на основе геомеханического и бассейнового моделирования. В сборнике: Геология в развивающемся мире сборник научных трудов по материалам XI Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых : в 3 т.. Пермский государственный национальный исследовательский университет. 2018. с. 145-148
13. Минлигалиева Л.И., Монакова А.С. Геомеханическое моделирование зоны сочленения Предуральского краевого прогиба и передовых складок Урала. В сборнике: Бакировские чтения сборник научных трудов. 2018. с. 151-156.
14. Осипов А.В., Монакова А.С., Минлигалиева Л.И. Генерационно-аккумуляционные углеводородные системы южной части Предуральского краевого прогиба. В сборнике: Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ сборник научных статей. Ответственный редактор И. С. Хопта . 2017. с. 285-293.
15. Wygrala В.Р. Integrated study of an oil field in the southern Po basin, northern Italy: Ph.D. dissertation. Köln University: Jülich, Research Centre Jülich, 1989. PP 217.



## ИЗУЧЕНИЕ ГЕНЕРАЦИОННО-АККУМУЛЯЦИОННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ ЮЖНО-ТАТАРСКОГО ПРОГИБА

Суслов А.А.\* (МГРИ, alexandr\_suslov@bk.ru), Серов С.Г. (МГРИ)

### Аннотация

Для эффективного проведения геологоразведочных работ на нефть и газ требуется научное обоснование общих закономерностей образования и размещения нефтегазовых скоплений в земной коре с применением современных технологий численного бассейнового моделирования.

Скопления нефти и газа образуются в недрах в теснейшей генетической связи с эволюцией земной коры, что обуславливает взаимосвязь соответствующих отраслей наук о Земле - общей и исторической геологии, геоморфологии, структурной геологии, геотектоники, физики, органической химии, геохимии, подземной гидрогеологии и др.

Цель данной работы являлся комплексный анализ главнейших закономерных связей процессов формирования углеводородов (УВ), прогнозирование нефтегазоносности недр и научная обработка результатов поисково-разведочных работ на нефть и газ.

**Ключевые слова:** Бассейновое моделирование, Южно-Татарский прогиб, комплексный анализ, прогнозирование нефтегазоносности.

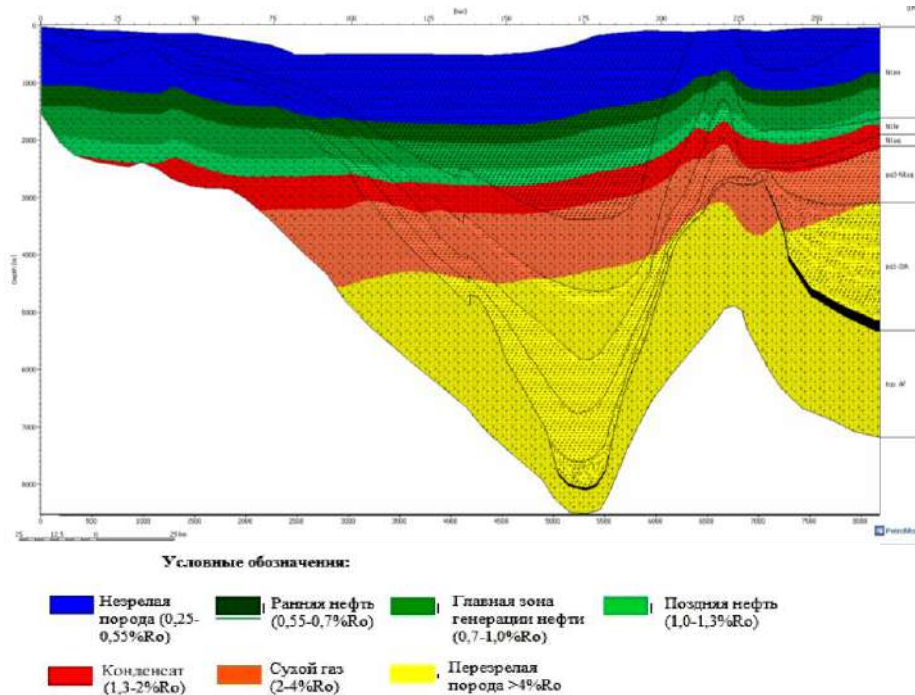
На исследуемой акватории в качестве нефтематеринских пород выделяются 3 толщи, которые были обобщены по материалам выполненных ранее исследований целого ряда ученых: Нечаюк, Обжиров, 2010; Васильев и др, 2001; Обжиров, Нечаюк, 2010; Ломтев и др., 2009. В 2004 году коллективом авторов под руководством А.Э. Жарова, Г.Л. Кирилловой и Л.С. Маргулиса, посвященных геологии изучаемой акватории и прилегающих областей опубликована монография «Геология, геодинамика, и перспективы нефтегазоносности осадочных бассейнов Татарского пролива». Эти материалы широко использованы автором при составлении приведенных ниже графиков и схем. Среди них: раздел «Осредненные параметры нефтегазоматеринских свит России» (<http://georeactor.ru>).

Следующим этапом стало определение граничных условий. Граничные условия являются одними из основных входных данных для моделирования. На основании данных параметров идет просчет модели прогресса, генерации УВ, степень зрелости ОВ пород, и др. Граничные условия отражают обстановки осадконакопления в каждый период геологического времени, в течение которого формировалась исследуемая акватория.

В ходе анализа данных возрастных этапов развития осадочного бассейна, было установлено, что палеотемпературы пород изменялись во времени, следовательно, и менялись этапы катагенетических преобразований УВ.

### Катагенетическая эволюция нефтегазоматеринских толщ

В процессе геологической истории нефтегазоматеринские породы (НГМП) проходят различные стадии катагенетических преобразований, большую роль в этих процессах играет устойчивое прогибание бассейна осадконакопления, которое способствует погружению органического вещества (ОВ) пород во все более «жесткие» термобарические условия, при которых кероген, начинает реализовать свой генерационный потенциал (*Рисунок 1*).



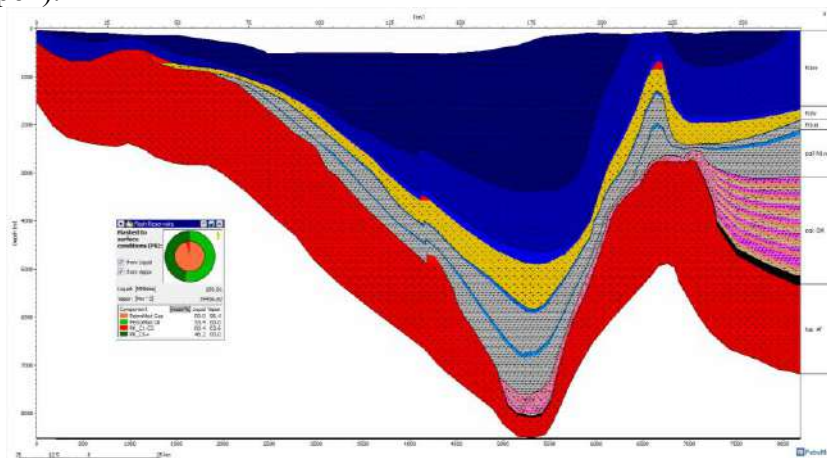
**Рисунок 1.** Модель положения зон генерации УВ в пределах Южно-Татарского прогиба (построена по методу EASY %Ro)

### Оценка выработанности генерационного потенциала ОВ пород

Для прогноза и оценки возможности генерации УВ, помимо качественно-количественных характеристик НГМТ и уровня их катагенетического преобразования, необходимо учитывать степень выработанности ОВ пород, которая характеризует остаточный и реализованный потенциал НГМТ. Степень выработанности измеряется от 0 до 100%, где 0 - порода не генерировала УВ, 100 - порода полностью реализовала свой потенциал. По результатам анализа материалов бассейнового моделирования можно выделить очаг генерации углеводородов, тяготеющий к депоцентру Южно-Татарского прогиба.

### Анализ процессов миграции и аккумуляции УВ

По итогам данной работы была получена расчетная модель аккумуляции (Рисунок 2), приуроченная к ловушке структурного класса. В пределах данной акватории вероятно открытие средних и крупных по запасам месторождений УВ (оценка авторов).



**Рисунок 2.** Модель расчетных аккумуляций углеводородов в пределах Южно-Татарского прогиба

## Выводы

В составе расчётных аккумуляций кайнозойского комплекса прогнозируются как жидкие УВ – нефть и газовый конденсат, так и газообразные. Глубины залегания прогнозируемых скоплений углеводородов изменяются от 1 км на западе изучаемой акватории, до 4,5 км – на востоке. Высокие перспективы этого комплекса прогнозируются в центральной и восточной частях изучаемой акватории, где располагаются крупные ловушки структурного класса. В этой части изучаемой акватории прогнозируются преимущественно газовые залежи и высокая плотность ресурсов. Нужно уточнить, что основные скопления УВ приурочены к таким структурам как: Южно-Татарский прогиб и Западно-Сахалинский прогиб, Красногорская антиклиналь, именно здесь выявлены скопления углеводородов (преимущественно газа). В результате проделанной работы, можно считать, что в скором времени, данная перспективная нефтегазоносная область, перейдёт на новую стадию геологоразведочных работ.

При изучении генерационно-аккумуляционных углеводородных систем Южно-Татарской впадины было установлено, что осадочный чехол акватории Татарского прогиба имеет большую мощность. Для данного региона характерен «лавиновый» тип седиментации, характеризующийся значительной скоростью осадконакопления, схожий с бассейном Южно-Каспийской впадины.

## Литература

1. NEW DIRECTIONS FOR PETROLEUM EXPLORATION ON SIBERIAN PLATFORM. Kerimov V.Y., Kuznetsov N.B., Bondarev A.V., Serov S.G. В сборнике: Geomodel 2015 - 17th Scientific-Practical Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development 17. 2015. С. 579-583.
2. STUDYING HYDROCARBONS BIOMARKERS FROM RIPHEAN, VENDIAN AND LOWER CAMBRIAN ROCKS OF KATANGA SADDLE. Kerimov V.Y., Gordadze G.N., Kuznetsov N.B., Giruts M.V., Serov S.G., Gayduk A.V. В сборнике: Geomodel 2015 - 17th Scientific-Practical Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development 17. 2015. С. 594-598.
3. ИССЛЕДОВАНИЕ УГЛЕВОДОРОДОВ-БИОМАРКЕРОВ И УГЛЕВОДОРОДОВ АЛМАЗОПОДОБНОГО СТРОЕНИЯ РИФЕЙСКИХ, ВЕНДСКИХ И НИЖНЕКЕМБРИЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ КАТАНГСКОЙ СЕДЛОВИНЫ (ЮЖНАЯ ЧАСТЬ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ). Гордадзе Г.Н., Керимов В.Ю., Кузнецов Н.Б., Гируц М.В., Серов С.Г., Гайдук А.В. В сборнике: Новые идеи в геологии нефти и газа Сборник научных трудов (по материалам Международной научно-практической конференции). 2015. С. 92-96.
4. ВЛИЯНИЕ МАГМАТИЗМА СИБИРСКОГО СУПЕРПЛУМА НА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ РЕГИОНА. Лобусев М.А., Бондарев А.В., Серов С.Г., Кузнецов Н.Б. Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина. 2016. № 3 (284). С. 56-67.
5. INFLUENCE OF INTRUSIONS ON FORMATION AND EVOLUTION OF PETROLEUM SYSTEMS IN BAIKIT ANTICLISE AND KUREISKAYA SYNECLISE. Kerimov V.Y., Bondarev A.V., Osipov A.V., Serov S.G. В сборнике: Geomodel 2015 - 17th Scientific-Practical Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development 17. 2015. С. 589-593.
6. STUDYING HC WITH DIAMOND-LIKE STRUCTURES AND HC-BIOMARKERS FROM RIPHEAN, VENDIAN AND LOWER CAMBRIAN ROCKS OF KATANGA SADDLE. Kerimov V.Y., Gordadze G.N., Kuznetsov N.B., Giruts M.V., Serov S.G., Gayduk A.V. В сборнике: Geomodel 2015 - 17th Scientific-Practical Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development 17. 2015. С. 589-593.

7. ГЕОХИМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МЕЗОЗОЙСКОГО КОМПЛЕКСА В СИБИРСКОМ СЕГМЕНТЕ КОНТИНЕНТАЛЬНОЙ АРКТИКИ. Керимов В.Ю., Лобусев М.А., Серов С.Г. Нефть, газ и бизнес. 2016. № 7. С. 10-18.
8. ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СОБИНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГЕЛИЕВОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В СВЯЗИ С ОБОСНОВАНИЕМ ПРОВЕДЕНИЯ НЕОБХОДИМЫХ ОБЪЕМОВ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ. Шилов Г.Я., Серов С.Г. Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина. 2017. № 3 (288). С. 36-46.
9. Bakirov A.A., Bakirov E.A., Gabrielyanc G.A., Kerimov V.Yu., Mstislavskaya L.P «Theoretical bases and methods of search and investigation of congestions of oil and gas» № 1,2. Moscow, «Nedra», 2012.
10. Ermolkin V.I., Kerimov V.Yu. «Geology and geochemistry of oil and gas», «Nedra», Moscow, 2012.
11. Guliyev, I.S., Kerimov, V.Y., Osipov, A.V., Mustaeв, R.N. Generation and accumulation of hydrocarbons at great depths under the earth's crust // SOCAR Proceedings, 1, 2017, pp. 4-16.
12. Kerimov, V.Yu., Bondarev, A.V., Mustaeв, R.N. Risks and uncertainties analysis in geological exploration // Saint Petersburg 2018: Innovations in Geosciences; Time for Breakthrough
13. Kerimov V.Yu., Mustaeв, R.N., Senin, B.V., Lavrenova, E.A. (2015) Basin modeling tasks at different stages of geological exploration // Neftyanoe Khozyaystvo - Oil Industry, (4), pp. 26-29.
14. Kuramshin R.M., Osipov A.V., Serov S.G. Classification of hydrocarbons. The results of the first year of implementation // 19th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development 19. Geomodel 2017.
15. Sweeney, J.J., Burnham, A.K. Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on Chemical kinetics // American Association of Petroleum Geologists Bulletin Volume 74, Issue 10, 1990, Pages 1559-1570
16. Vinslav Yu.B., Kosianov V.A., Lisov V.I. Mineral raw materials-related industries: strategic milestones of innovative development // Gornyi Zhurnal. 2018. №4. pp 33-38.



## ГЕНЕРАЦИОННО-АККУМУЛЯЦИОННЫЕ УГЛЕВОДОРОДНЫЕ СИСТЕМЫ ШЕЛЬФА ЮЖНОЙ ЧАСТИ БАРЕНЦЕВА МОРЯ

Третьяк Д.Ю. \* (МГРИ, [Tretyak.Denis96@yandex.ru](mailto:Tretyak.Denis96@yandex.ru)), Серов С.Г. (МГРИ, [sgserov@mail.ru](mailto:sgserov@mail.ru))

### Аннотация

Для эффективного проведения геологоразведочных работ на нефть и газ требуется научное обоснование общих закономерностей образования и размещения нефтегазовых скоплений в земной коре с применением современных технологий численного бассейнового моделирования. Особенно остро этот вопрос стоит при геологоразведочных работах на акваториях Арктической зоны Российской Федерации, главным образом с целью уменьшения геологических рисков и увеличением достоверности прогноза.

Скопления нефти и газа образуются в недрах в теснейшей генетической связи с эволюцией земной коры, что обуславливает взаимосвязь соответствующих отраслей наук о Земле - общей и исторической геологии, геоморфологии, структурной геологии, геотектоники, физики, органической химии, геохимии, подземной гидрогеологии и др.

**Ключевые слова:** PetroMod, шельф, арктическая зона, генерационно-аккумуляционные углеводородные системы.

### Метод

Для выполнения научной работы использовался программный комплекс бассейнового моделирования - PetroMod компании Schlumberger. Данная технология позволяет моделировать углеводородные системы, прогнозировать нефтегазоносность и оценивать риски поисково-разведочных работ на нефть и газ. Навыки владения программным продуктом получен на практических занятиях курса «Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа» в Российском государственном геологоразведочном университете имени Серго Орджоникидзе.

Данная работы была составлена на основе геологического профиля Баренцевоморского региона (*Рисунок 1*). Модель построена в модуле PetroBuilder 2D.

Для оценки положения зон генерации углеводородов (*Рисунок 2*), использован метод EASY %Ro [5].

На исследуемой акватории в качестве нефтематеринских пород выделяются толщи J3 (J2bt-K1b1), T1 (T1o-T2a; T1i; P2?-T1), P1ar и D3. Всего в пределах исследуемого разреза было выделено 4 нефтегазоматеринских толщи, которые были рассмотрены в выполненных ранее исследованиях, посвященных геологии изучаемой акватории и прилегающих областей, среди них: объяснительная записка к Северо-Карско-Баренцевоморской серии карт листа R-(35), 36 – Мурманск [7].

К настоящему времени НГМТ позднеюрского возраста находятся на стадии протокатагенеза (ПК1-ПК3), отражательная способность витринита  $Ro=0,25-0,50\%$ . В это же время нефтематеринские породы раннетриасового возраста находятся на стадии прото- и мезокатагенеза (МК1-МК5), отражательная способность витринита в самой погруженной части доходит до  $Ro=2,05$ . Нефтематеринские породы артинского яруса раннепермского возраста находятся на стадиях прото- и мезокатагенеза (ПК1-МК5), отражательная способность витринита достигает до  $Ro=2,05\%$ . Также нефтематеринские породы позднедевонского возраста находятся на стадиях прото-, мезо- и апокатагенеза (ПК1-АК3), отражательная способность витринита в погруженной части -  $Ro=$  более  $2,05\%$ . (*Рисунок 2*)

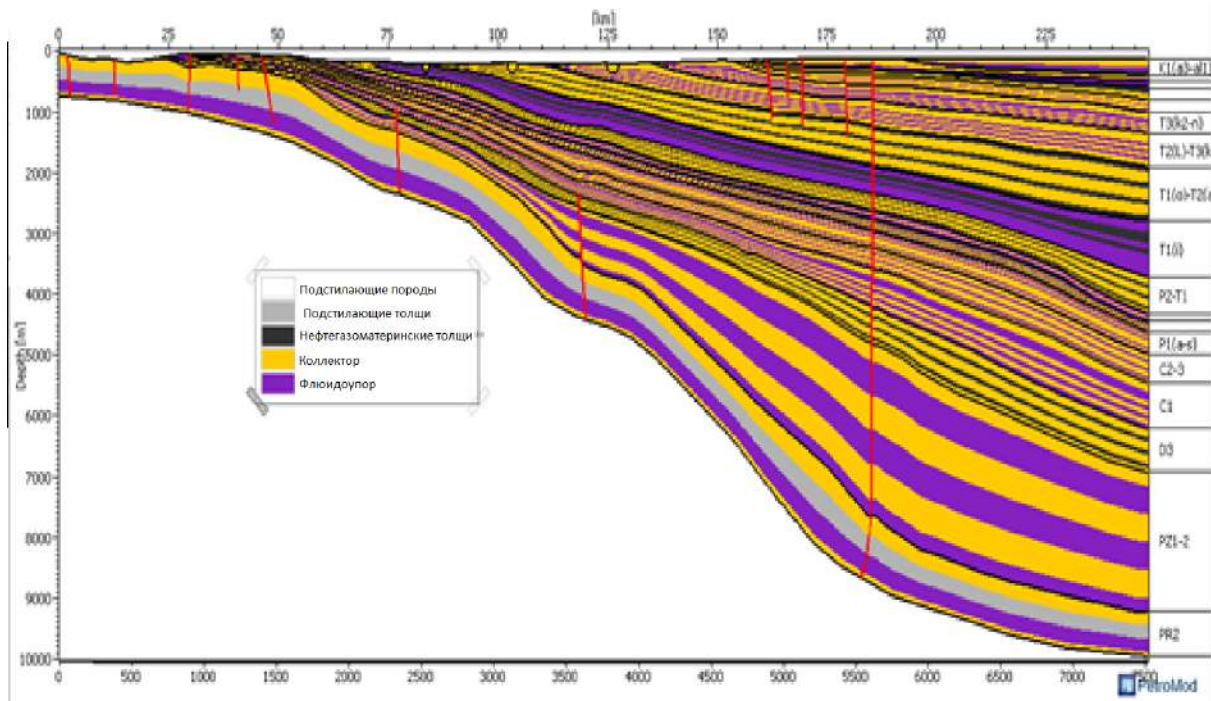


Рисунок 3. Элементы генерационно-аккумуляционных углеводородных систем шельфа Баренцева моря

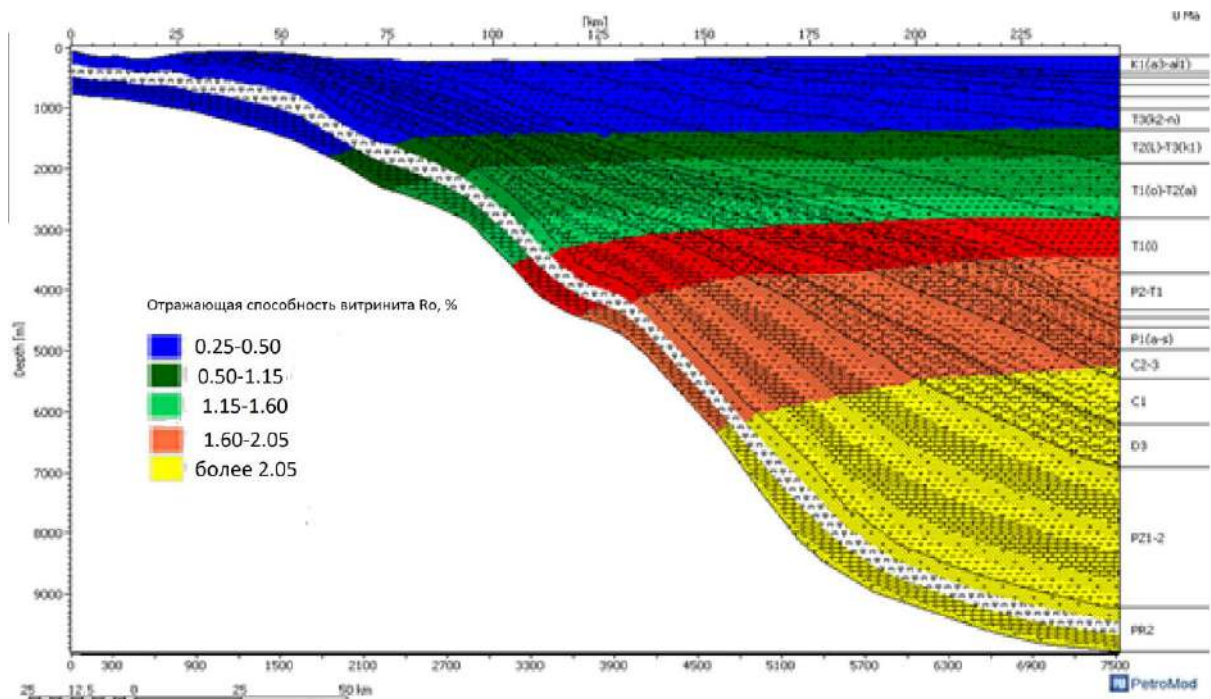
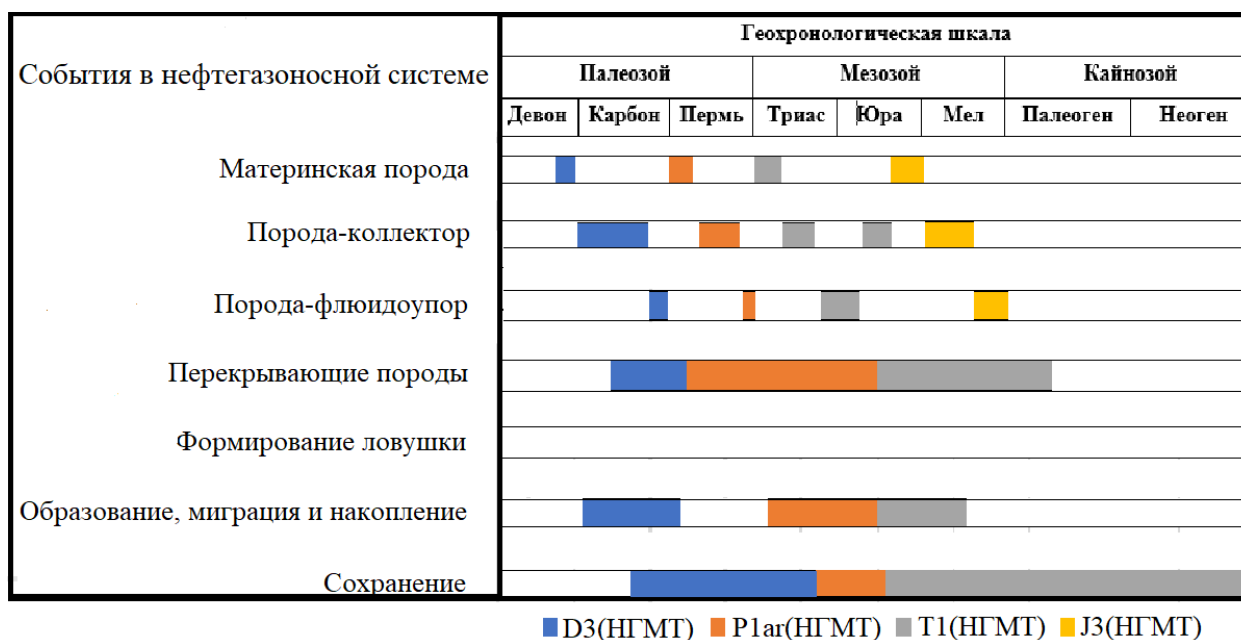


Рисунок 4. Модель зон генерации углеводородов шельфа Баренцева моря (построена по методу EASY %Ro)

### Выводы

В заключении можно дать оценку перспективности данной акватории. В составе расчётных аккумуляций верхнедевонских, нижнепермских, нижнетрисовых, юрско-неокомских комплексов прогнозируются как жидкие УВ – нефть и газовый конденсат, так и газообразные. Глубины залегания прогнозируемых скоплений углеводородов для

нижнетриасового комплекса изменяются от 2.6 км на севере изучаемой акватории, до 1.7 км – на юге, для позднедевонского комплекса глубины залегания варьируются от 6.5 км на севере, до 3.5 км – на юге. Высокие перспективы этих комплексов прогнозируются в северной части изучаемой акватории, где располагается крупный региональный разлом к которому могут тяготеть ловушки тектонически-экранированного типа. В данной части изучаемой акватории прогнозируются преимущественно газо-газоконденсатные и в малой степени нефтяные скопления углеводородов. В результате бассейнового анализа был построен график геологических событий (*Рисунок 3*).



*Рисунок 5. Схема эволюции геологических событий Баренцевоморского региона*

## Литература

1. Bakirov A.A., Bakirov E.A., Gabrielyanc G.A., Kerimov V.Yu., Mstislavskaya L.P «Theoretical bases and methods of search and investigation of congestions of oil and gas » № 1,2. Moscow, «Nedra», 2012.
2. Ermolkin V.I., V.Yu. Kerimov «Geology and geochemistry of oil and gas», «Nedra», Moscow, 2012.
3. Kerimov V.Yu., R.N. Mustaev, N.Sh.Yandarbiev, E.M. Movsumzade Environment for the Formation of Shale Oil and Gas Accumulations in Low-Permeability Sequences of the Maikop Series, Fore-Caucasus // Oriental Journal of Chemistry. 2017. V.33. №2. pp. 879-892
4. Kerimov, V.Y., Bondarev, A.V., Osipov, A.V., Serov, S.G. Evolution of petroleum systems in the territory of Baikit anticlise and Kureiskaya syncline (Eastern Siberia) // Neftyanoe Khozyaystvo - Oil Industry. – Moscow, 2015. – №5. – pp. 39-42.
5. Lobusev, M.A., Kerimov, V.Y., Bondarev, A.V., Serov, S.G. The modeling of hydrocarbon generation hypocenters located on siberian segment of continental arctic // Geomodel 2016 - 18th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development
6. Lobusev, M.A., Kerimov, V.Y., Serov, S.G. Geochemical criteria of oil and gas habitat in mesozoic rock formations of the siberian segment of continental arctic // Geomodel 2016 - 18th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development

7. Astafiev B. Y., Bogdanov Y. B., Viskunova K. G., et al. State geological map of the Russian Federation. Scale 1: 1000000 (third generation). Series North-Kara-Barents Sea. Sheet R - (35), 36-Murmansk. Explanatory note. –SPb.: VSEGEI cartographic factory, 2007, 281 p. + 3 incl. (MNR of Russia, FSUE "MAGE", FSUE "VNIIOkeangeologia", FGUP "VSEGEI").
8. Sweeney, J.J., Burnham, A.K. Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on Chemical kinetics // American Association of Petroleum Geologists Bulletin Volume 74, Issue 10, 1990, Pages 1559-1570
9. Vinslav Yu.B., Kosianov V.A., Lisov V.I. Mineral raw materials-related industries: strategic milestones of innovative development // Gornyi Zhurnal. 2018. №4. pp 33-38.



## ГЕНЕРАЦИОННО-АККУМУЛЯЦИОННЫЕ УГЛЕВОДОРОДНЫЕ СИСТЕМЫ СТАВРОПОЛЬСКОГО СВОДА

*Чигасов Н.А.\* (МГРИ, chigas.n.a@gmail.com),  
Серов С.Г. (МГРИ, Губкинский университет, sgserov@mgri-rggru.ru)*

### **Аннотация**

Главной целью данной работы является изучение перспектив нефтегазоносности Северо-Кавказской нефтегазоносной провинции в пределах Ставропольского свода.

Оценка нефтегазоносности производилась в программном комплексе «PetroMod» на основе технологии бассейнового моделирования, которое включает в себя моделирование геологических процессов в осадочных бассейнах на протяжении всего периода его формирования. Для достижения данной цели был поставлен ряд задач:

- 1) построение структурного каркаса 2D модели геологического разреза, оцифровка изображения, масштабирование, внедрение разломной тектоники и внесение первичных входных параметров в модель;
- 2) введение первичных данных по литологии, назначение элементов УВ систем;
- 3) введение граничных значений в модель;
- 4) постановка модели на просчет, а также проектирование скважин в процессе моделирования, проведение первичной калибровки, выбор методики просчета миграционных процессов.

### **Ключевые слова**

Нефтегазоносность, осадочный бассейн, модель, нефтематеринская толща, катагенез, генерация, миграция, аккумуляция

Территория исследования располагается в пределах Ставропольской возвышенности, проходя соответственно с юга на север и с запада на восток. Ставропольская возвышенность на востоке переходит в Терско-Кумскую низменность (Ногайская ступень). На севере возвышенность сливается с Кумо-Манычской впадиной.

Объект исследования региональный профиль – Reg08s. В административно-территориальном отношении региональный профиль Reg08s проходит по территории Родниковского, Темнолесского, Грачевского, Октябрьского, Ипатовского и Джалгинского районов Ставропольского края.

В тектоническом отношении объект исследования охватывает часть Скифской платформы: Ставропольский свод, западную часть Восточно-Ставропольской впадины и северо-восточную часть Восточно-Кубанской впадины [3].

В пределах Ставропольского свода основная газоносность приурочена к майкопской серии (хадумская свита).

Используя палеотектонический метод, который основывается на компенсированном прогибании территории, мы можем определить нижний возможный предел времени формирования ловушки, раньше которого залежь не могла сформироваться, а также оценить интенсивность прогибания территории за каждый геологический период. Структурные реконструкции проводятся в интервале от самых древних до самых молодых пород.

Комплексная оценка условий и характеристик изучаемой территории требуется для прогнозирования нефтегазоносности и помогает ответить на ряд вопросов, например: какие по фазовому состоянию углеводороды (УВ) генерировались на рассматриваемой территории, в какую геологическую эпоху, рассчитать

термобарические условия возможных скоплений УВ. Другими словами, провести качественный анализ согласно критериям прогнозирования нефтегазоносности, выделить первоочередные объекты для постановки детальных геологоразведочных работ на нефть и газ.

На изучаемой территории было выделено 2 нефтегазоматеринские толщи (НГМТ): позднеюрские (J3) и поздне меловые (K2).

В процессе истории геологической развития НГМТ проходят различные стадии катагенетического преобразования, большую роль в этих процессах играет устойчивое прогибание бассейна осадконакопления. Зачастую погружение осадочного бассейна сопровождается увеличением термобарических условий, как следствие кероген органического вещества (ОВ) пород начинает реализовать свой генерационный потенциал.

По результатам данной работы была изучена эволюция осадочного бассейна и дается прогноз положения зон генерации УВ в вертикальном разрезе (Рисунок 1).

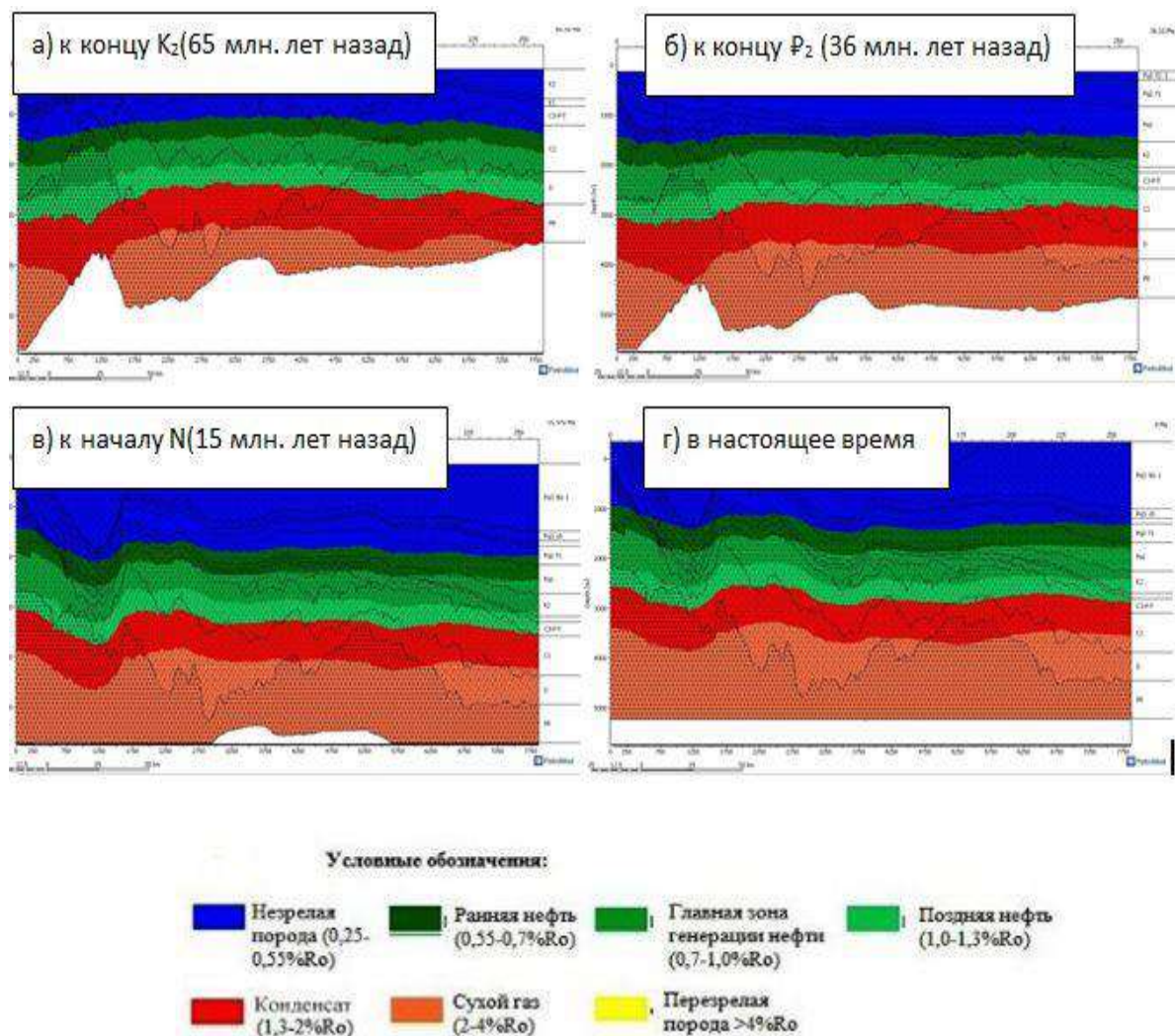


Рисунок 1. Модель катагенетической эволюции НГМТ

Для прогноза и оценки возможности генерации УВ, помимо качественно-количественных характеристик НГМТ и уровня их катагенетической зрелости, необходимо учитывать степень выработанности ОВ пород, которая указывает на реализованный потенциал НГМТ. Степень выработанности измеряется от 0 до 100%, где 0-порода не генерировала УВ, 100 - порода полностью реализовала свой потенциал.

К настоящему времени НГМТ поздне мелового возраста выработали свой генерационный потенциал на севере территории до 75%, в центральной части на 35-50%. Нефтематеринские породы позднеюрского возраста выработали генерационный потенциал на 20 – 25%.

При интерпретации модели были выявлены возможные пути миграции углеводородов, и выяснилось, что миграция была первичной (вертикальной) и вторичной (латеральной) в пределах природного резервуара.

По итогам проделанной работы была получена расчетная модель аккумуляции, приуроченная к ловушке структурного класса. Хадумские отложения (Р Зсh) являются наиболее перспективным объектом для поиска месторождений газа. В северной части территории прогнозируются скопления УВ, прогнозные ресурсы данных объектов оцениваются как 2,8 млрд. м<sup>3</sup>, 1,7 млрд. м<sup>3</sup> и 4,6 млрд. м<sup>3</sup> газа соответственно (оценка авторов), для более надежной оценки необходима постановка детальных геологоразведочных работ на данных площадях. Прогнозируемые скопления по типу флюида относятся к газовым.

В результате проведенного бассейнового анализа был построен график геологических событий (Рисунок 2).

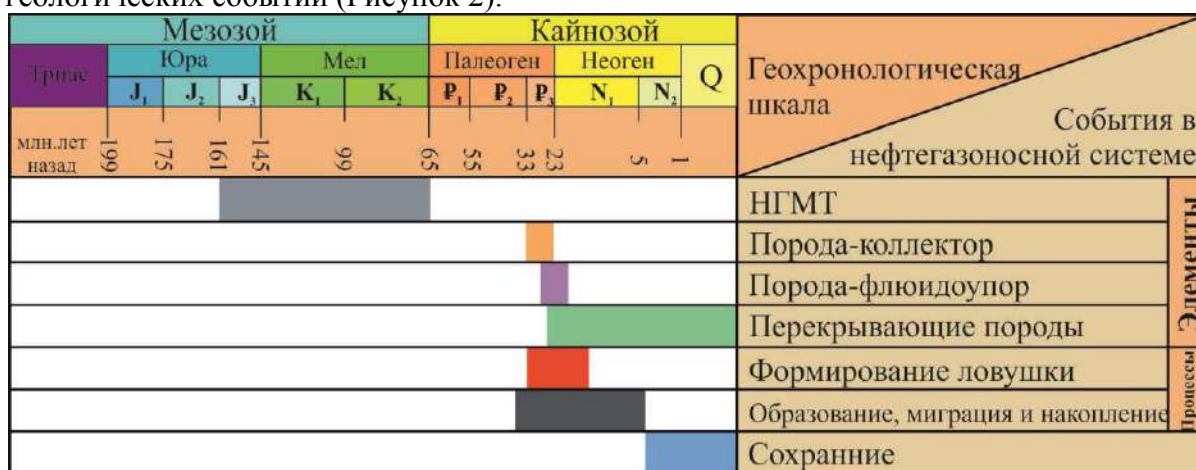


Рисунок 2. График геологических событий, отражающий эволюция ГАУС центрального Предкавказья

## Литература

1. Bakirov A.A., Bakirov E.A., Gabrielyanc G.A., Kerimov V.Yu., Mstislavskaya L.P «Theoretical bases and methods of search and investigation of congestions of oil and gas » № 1,2. Moscow, «Nedra», 2012.
2. V.I. Ermolkin, V.Yu. Kerimov «Geology and geochemistry of oil and gas», «Nedra», Moscow, 2012.
3. Dubinskij A.Ya. Scheme of tectonics of the base of Ciscaucasia Geology of the USSR. V. 1 p.1, 1968.
4. Kerimov V.Yu., Lapidus A.L., Yandarbiev N.Sh., Movsumzade E.M., Mustaev R.N. Physicochemical properties of shale strata in the Maikop series of Ciscaucasia // Solid Fuel Chemistry, 2017, 51(2), 122-130.
5. Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Dmitrievsky S.S., Zaitsev V.A. Evaluation of secondary filtration parameters of low-permeability shale strata of the Maikop series of Central and Eastern Ciscaucasia by the results of geomechanics modeling // Neftyanoe Khozyaystvo - Oil Industry. – Moscow, 2016. – №9. – pp. 18-21.
6. Kerimov V.Yu., Shilov G.Ya., Mustaev R.N., Dmitrievskiy S.S. Thermobaric conditions of hydrocarbons accumulations formation in the low-permeability oil reservoirs of



Khadum suite of the Pre-Caucasus // Neftyanoe Khozyaystvo - Oil Industry. – Moscow, 2016. – №2. – pp. 8-11.

7. Kerimov, V.Y., Osipov, A.V., Mustaev, R.N., Monakova, A.S. (2014) Modeling of petroleum systems in regions with complex geological structure // 16th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, GEOMODEL 2014.

8. Kerimov, V.Yu., Mustaev, R.N., Senin, B.V., Lavrenova, E.A. (2015) Basin modeling tasks at different stages of geological exploration // Neftyanoe Khozyaystvo - Oil Industry, (4), pp. 26-29.

9. Kuramshin R.M., Osipov A.V., Serov S.G. Classification of hydrocarbons. The results of the first year of implementation // 19th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development 19. Geomodel 2017.

10. Mustaev, R.N., Kerimov, V.Y., Yandarbiev, N.S., Dmitrievsky, S.S.. Dmitrievsky Geochemical criteria of petroleum khadum formation in the central and East Ciscaucasia // 18th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, GEOMODEL 2016.

11. Mustaev, R.N., Serov, S.G., Serikova, U.S., Kerimova, L.I., Ismailov, D.D. Assessment of the oil and gas potential of the maikop series ciscaucasia based on the results of hydrocarbon systems modeling. 2017 // 19th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, GEOMODEL 2017.

12. Yandarbiyev, N.S., Kozlova, E.V., Mustaev, R., Odintsova, K.Y. Geochemistry of Organic Matter Formation Rocks of Khadum Western Caucasus - Source Non- Traditional Accumulations // 17th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, GEOMODEL 2015



## МЕТОДИКА И ТЕХНИКА ПРОВЕДЕНИЯ МОРСКИХ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ НА ПРИМЕРЕ ИССЛЕДОВАНИЙ РОССИЙСКОГО АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА

*Агаджанянц И.Г.\* (ФГБУ «ВНИГНИ», agadzhaniantz@vniigni.ru), Абрагин А.М. (ФГБУ «ВНИГНИ», a.abragin@vniigni.ru), Солдатенко И.В. (ВНИГНИ/МГРИ, cxz84@mail.ru)*

### Аннотация

Представлены различные методы поисково-разведочных работ и их комплексирование, технические средства для проведения работ. Описаны возможные риски при морских работах и экологическое сопровождение ГРП в Арктике.

**Ключевые слова:** Арктика, шельф, нефть, газ, геофизика, инженерная геология, бурение, экология.

По оценкам специалистов нефтегазовой отрасли, начальные извлекаемые ресурсы углеводородных ресурсов континентального шельфа РФ достигают 100 миллиардов тонн условного топлива (т.у.т). При этом до 80% потенциальных углеводородных ресурсов России сосредоточено на Арктическом шельфе.

Для освоения месторождений Арктического шельфа необходимо решать много сложных задач. Сложное и разнообразное геологическое строение, а также расположение уже открытых нефтегазовых месторождений и перспективных структур на различных глубинах моря и арктического шельфа РФ, экстремальные климатические условия, требуют проведения высокоэффективных геологоразведочных работ, применения новейших технологий и технических средств.

Проведение ГРП на арктическом шельфе обусловлено следующими специфическими факторами:

- кратчайшие сроки, не превышающие 4-6 месяцев в году свободными от ледового покрытия;
- различные глубины моря, в том числе и в транзитной зоне (суша-море);
- технологические сложности бурения в экстремальных климатических условиях и высокой стоимостью бурения поисково-разведочных скважин требующего минимизации объемов поисково-разведочного бурения.

Основными методами морских поисково-разведочных работ являются:

1. Геофизические исследования:
  - сейсморазведка
  - гравиразведка
  - магниторазведка
2. Инженерно- геологические исследования;
3. Поисково-разведочное бурение.

**Геофизические исследования:** Современная техника морской сейсморазведки позволяет проводить исследования практически на любых глубинах шельфовой зоны.

Морские сейсморазведочные работы с целью изучения геологического строения акватории и установления благоприятных структур для формирования в них залежей нефти и газа в большом объеме проводятся со специализированных научно-исследовательских судов (НИС) по всему Арктическому шельфу: Баренцеву, Карскому, морю Лаптевых, Восточно -Сибирскому и Чукотскому морям.

**Методологически** морские сейсморазведочные работы проводятся в модификациях 2D и 3D.

Сейсморазведочные исследования 2D проводятся при региональных, поисково-оценочных и детальными работами с целью изучения региональных особенностей геологического строения, оценки перспектив нефтегазоносности и подготовки выявленных структур к глубокому бурению.

Сейсморазведочные работы 3D проводятся с целью детального изучения геологического строения продуктивных горизонтов, создание геологической модели месторождения и подготовки точек заложения к бурению оценочных и эксплуатационных скважин.

Технологически работы проводятся в двух модификациях: с плавающими (глубина моря до 15м.) и донными приемными устройствами (от 15 до 0м.).

#### **- Гравиразведка**

Морская гравиразведка проводится с целью выявления аномалий силы тяжести. Работы ведутся в двух модификациях: набортной и донной. Набортная проводится параллельно с сейсморазведкой при движении судна. Донная на отдельных плавсредствах. Результатом гравиметрической съемки является карта изоаномалий силы тяжести и каталог измерений гравиметрических пунктов, который составляется в междуведомственном формате (МВФ). Планируемая точность гравиметрической съемки 1-2 мГл.

#### **- Магниторазведка**

Морская магниторазведка проводится с целью выявления аномалий магнитного поля и ведется параллельно с сейсморазведкой и набортной гравикой. Магнитометрическая съемка выполняется в дифференциальном режиме с использованием двух датчиков магнитометра друг, следующих друг за другом. Результатом магниторазведки является карта графиков напряженности магнитного поля. Планируемая точность гидромагнитной съемки 10 нТл.

**Инженерно – геологические изыскания** проводятся с целью подготовки площадки для постановки морских буровых установок различного типа, проведение инженерно-геологической съемки нефтегазоносных структур, выполнение морских инженерно-геологических работ для прокладки подводных трубопроводов и многое другое. Изыскания проводятся специализированными инженерно-буровыми (ИБС) и геофизическими (НИС) судами, способными проводить как буровые работы, так и геофизические работы.

Основными методами инженерно-геологических изысканий являются:

- Бурение и пробоотбор;
- Инженерно - геофизические;
- Полевые испытания грунтов;
- Лабораторные определения состава и свойств грунтов;

Инженерно-геологического бурения проводятся с целью осуществить отбор образцов грунтов ненарушенной структуры до заданной глубины исследований, и определить физические и механические свойства грунтов в их естественном залегании.

Инженерно-геофизические исследования проводятся с целью:

- изучение геологического строения верхней части разреза
- установление рельефа поверхности коренных пород, выявление поверхностей несогласий, зон тектонических нарушений и т. п.);
- выявление локальных объектов естественного и искусственного происхождения на дне моря и в придонной части разреза, осложняющих процесс инженерной деятельности;
- прогнозирование физико-механических свойств грунтов и определение их пространственной изменчивости.

Для решения перечисленных задач применяются следующие геофизические методы:

- непрерывное сейсмоакустическое профилирование (НСП);
- гидролокация бокового обзора (ГЛБО);
- магнитометрическая съемка;
- электрометрическая съемка;

**Лабораторные определения состава и свойств грунтов** проводятся с целью определения физических, водных и механических свойств грунтов, а также химического состава воды и водной вытяжки из грунтов. Эта задача решается с помощью современного оборудования, позволяющего проводить весь комплекс исследований, при которых определяются влажность природная, плотность грунта, пределы текучести, пределы раскатывания, плотность частиц грунта, гранулометрический состав, характеристики прочности, характеристики сжимаемости, плотность песков, относительное содержание органического вещества, коррозионная агрессивность по отношению к стали, содержание и состав водорастворимых солей, стандартный химический анализ воды;

#### **Поисково-разведочное бурение**

Для проведения поисково-разведочного бурения на нефть и газ на Арктическом шельфе в мировой практике и в Российской Федерации используются морские буровые установки (МБУ).

В зависимости от глубины моря все они условно подразделяются на следующие типы:

1. Погружные буровые установки для работы на глубинах до 5-10 метров.
2. Самоподъемные плавучие буровые установки (СПБУ) для работы на глубинах до 100-150 метров.
3. Полупогружные буровые установки (ППБУ) 2-3- поколения для работы на глубинах до 300-500 метров с якорной системой позиционирования.
4. ППБУ 4-5 поколения для работы на глубинах до 1200-1500 метров с системой динамического позиционирования.
5. ППБУ 6 поколения для работы на глубинах более 1500 метров с системой динамического позиционирования.
6. Буровые суда (БС) с системой динамического позиционирования работы на глубинах более 1500 метров

#### **Возможные риски, связанные с эксплуатацией морских объектов.**

Принимая во внимание специфику работы в море, удаленность от берега, ограниченное пространство и конструктивные особенности морских объектов возможно возникновение следующих инцидентов:

1. Столкновение.
2. Крен и опрокидывание.
3. Взрыв и пожар, открытое фонтанирование с возгоранием.
4. Грифонообразование. Посадка на мель при буксировке.
5. Нарушение герметичности корпуса.
6. Падение вертолета.
7. Загрязнение окружающей среды.

#### **Экологическое обеспечение поисково-разведочных работ**

Освоения ресурсов Арктического шельфа ведет к соответствующему обязательству по защите окружающей среды и ее сохранению. Осуществление крупных технических решений на шельфе, базируется на научно-обоснованной концепции единого природа-хозяйственного комплекса. Система управления охраной

окружающей среды действует на всех этапах реализации проектов от стадии проектирования до стадии производства работ. Проведению работ предшествует экологическое картирование района работ, выявление экологически особо чувствительных зон и оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС).

При производстве морских ГРП основными видами воздействия на окружающую среду являются:

- выброс в атмосферу загрязняющих веществ (ЗВ);
- воздействие на водную среду;
- воздействие на окружающую среду физических факторов;

**Применяемые методики и технические средства при проведении морских поисково - разведочных работ позволяют решать основные задачи по поиску углеводородного сырья на шельфе Арктических морей без отрицательного влияния на окружающую среду при соблюдении экологических правил и мониторинга ранее проведенных поисково-разведочных работ.**

#### Литература

1. *А.Д. Дзюбло.* «Результаты применения современных технологий поиска и разведки углеводородов на арктическом шельфе» Нефть, Газ и Бизнес №4, 2006 г., с. 18-23.
2. *Б.А. Никитин, И.Г. Агаджанянц* и др. «Комплексирование данных глубоководной сейсморазведки 3Д и сейсморазведки в переходной зоне суша-море для решения геологических задач на месторождении Варандей-море // Труды Четвертой Международной конференции «РАО-99», СПб, 1999 г., с. 165-171
3. *И.В. Архангельский,* Морское бурение инженерно-геологических скважин, 1980.
4. *Д.А. Мирзоев,* Основы морского нефтегазового дела. Том 1 - Обустройство и эксплуатация морских нефтегазовых месторождений. Изд-во ООО День Серебра, 2009.
5. *О.Я. Сочнев, И.О. Сочнева* и др. «Экологическая безопасность и мониторинг поисково-оценочных работ на газ в Обской и Тазовской губах». Газовая промышленность №2, 2013г.
6. Правила классификации, постройки и оборудования плавучих буровых установок и морских стационарных платформ (с Изменениями и Дополнениями). 2012



## ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ПРЕДОХРАНЕНИЯ ПОРОД ОТ СЕЗОННОГО ПРОМЕРЗАНИЯ ЗАТОПЛЕНИЕМ ПРИ РАЗРАБОТКЕ РОССЫПЕЙ ДРАГАМИ

*Авдеев П.Б.\* (ЗабГУ, chitaarb@icloud.com), Бунин Ж.В. (МГРИ, buninjv@mail.ru),  
Субботин Ю.В. (ЗабГУ, ogr\_chitgu@mail.ru), Овешников Ю.М.  
(ЗабГУ, ogr\_chitgu@mail.ru)*

### Аннотация

Приведены результаты исследований и анализ способов предохранения пород от промерзания в зимний период года затоплением с использованием комбинированной защиты водоподпорных плотин и дамб. Проведенные опыты подтверждают высокую эффективность и надежность применения геотекстильных материалов для создания противофильтрационных экранов (ПФЭ) в совокупности с противофильтрационной завесой (ПФЗ), выполненной на основе химической коагуляции путем нанесения порошкового натрийкарбосиметилцеллюлозы на мокрый откос плотины.

**Ключевые слова:** драга, россыпь, сезонная мерзлота, предохранение пород от промерзания, геотекстильный материал, плотина, дамба.

За последние годы в России наблюдается снижение эффективности работы драг. Основными причинами снижения удельного объема разработки россыпей драгами является сокращение строительства новых драг из-за их высокой капиталоемкости, а также ухудшение горно-геологических условий и не соответствие этим условиям объемов и качества подготовительных работ. Количество дражных полигонов со сложными и весьма сложными горно-геологическими условиями (многолетняя мерзлота, нарушенность массива горных пород старыми горными работами, повышенная валунистость и глинистость) достигает 85 %. Поэтому дальнейшая перспектива развития дражного способа разработки золотоносных россыпных месторождений связана с повышением эффективности подготовительных работ [2].

Актуальность проблемы оттаивания мерзлых и предохранения талых горных пород от промерзания на дражных полигонах обусловлена тем, что 97 % их числа находится в зоне холодного климата, поэтому свыше 60 % россыпей содержат многолетнемерзлые породы в количестве 35...100 % от объемов горной массы [1, 3].

Горные породы в мерзлом состоянии имеют повышенную энергоемкость разрушения. Поэтому драгирование, а тем более промывка золотоносных песков неэффективны без применения качественного оттаивания мерзлых и предохранения талых пород от сезонного промерзания. Опыт работы драг на мерзлых породах – яркое тому доказательство. Из-за некачественного выполнения подготовительных работ производительность 250-литровых драг при разработке мерзлых пород снижается по сравнению с разработкой талых пород с 5...6 тыс. м<sup>3</sup>/сутки до 300...900 м<sup>3</sup>/сутки, т.е. в 5...20 раз [4].

В практике производства горных работ известны различные способы предохранения талых пород от сезонного промерзания (табл. 1).

Но, несмотря на большое разнообразие применяемых технологических способов предохранения пород от промерзания, практика подготовки мерзлых россыпей свидетельствуют о наибольшей перспективе способа, основанного на затоплении дражных полигонов водой, т.к. при глубине затопления, превышающей глубину льдообразования, полностью предотвращается промерзание пород.

Технология способа предохранения от промерзания затоплением проста и заключается в сооружении земляных плотин и дамб высотой до 12 м, чаще всего 3...6 м.

Тело плотины, как правило, отсыпается из местных пород с коэффициентом фильтрации 10...120 м/сут. Однако, как показывает практика, после затопления полигонов водой, наблюдаются фильтрационные потери, которые могут достигать 3...50 м<sup>3</sup>/час, и в этом случае сложно удержать уровень воды на подтопляемых площадях.

Таблица 1

**Технико-экономические показатели способов предохранения пород от промерзания**

Способ предохранения пород от промерзания	Уменьшение глубины промерзания		Грудоемкость, чел-ч / 1000 м <sup>2</sup>	Себестоимость относительная, доли ед.
	абсолютное, м	относительное, доли ед.		
Затопление водой:				
- ПФЭ*) ГТС из глин и др.	2,5-3,0	0,9-1,0	10-15	1,0
- ПФЭ ГТС из пленки	2,5-3,0	0,8-1,0	7-12	0,4-0,5
- ПФЗ**) ГТС из хим. реагентов	2,0-3,0	0,7-1,0	6-8	0,6-1,0
- перекачка воды	2,5-3,0	0,9-1,0	35-40	1,0-1,6
- глубокая вскрыша	3,0	1,0	1-2	0,2-0,8
Теплоизоляционный:				
- глубокое рыхление	1,0-1,5	0,3-0,5	18-20	1,4-2,0
- снегозадержание	1,0-1,5	0,3-0,5	2-3	0,4-0,8
- водовоздушные пены	1,5-2,0	0,5-0,7	5-10	1,6-2,0
- пенопласты	1,5-2,0	0,5-0,7	3-5	4,0-6,0
- искусственный снег	1,5-2,0	0,4-0,6	5-10	0,8-3,0
Физико-химический	2,5-3,0	0,8-1,0	200-300	2,5-3,0
Комбинированный:				
- ледо-воздушные покрытия	1,0-1,5	0,3-0,8	5-7	4,0-6,0
- затопление водой и пена	2,5-3,0	0,9-1,0	10-15	1,5-2,0
- искусственные сушенцы	2,0-3,0	0,7-1,0	3-5	1,0-1,1

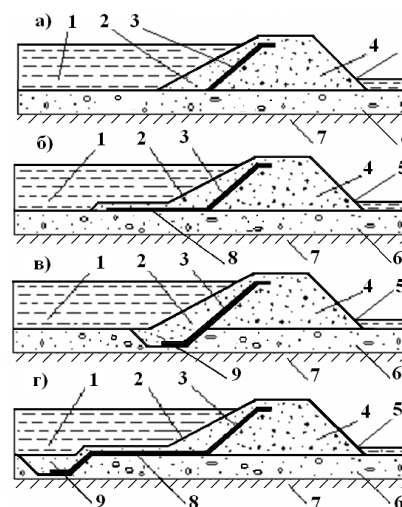
\*) – противофильтрационный экран, \*\*) – противофильтрационная завеса

Эти проблемы были частично решены благодаря созданию на водоподпорных плотинах различных противофильтрационных устройств, выполненных в виде экранов, завес, зуба, диафрагм и понуров, с использованием полимерных пленок или химических реагентов [1,2] (рис. 1).

Рисунок 1. Плотины с

противофильтрационными устройствами:

- а) – экран; б) – экран с понуром; в) – экран с зубом; г) – экран с понуром и зубом; 1 – водоем с водой; 2 – предохранительный слой породы; 3 – экран; 4 – плотина; 5 – профильтрованная вода; 6 – фильтрующие породы в основании плотины; 7 – плотик; 8 – понур; 9 – зуб

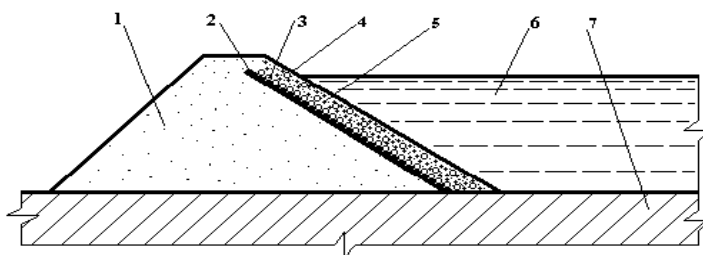


Однако в полной мере проблема повышения эффективности и надежности предохранения пород от промерзания затоплением не решена. Необходимы дальнейший поиск, разработка и исследование новых более эффективных способов создания противофильтрационной защиты ГТС, т.к. в

неоднородных породах с высоким коэффициентом фильтрации более 40...50 м/сут химические реагенты, а также пленочные включения и агрегаты, образуемые при их смешении, вымываются фильтрационным потоком. Поэтому представляет практическое значение создание более надежной комбинированной противофильтрационной защиты плотины, выполненной в виде совокупности противофильтрационного экрана и завесы.

Конструкция противофильтрационной защиты плотины представляет собой полотно геотекстильного материала, размещенное на мокром откосе водоподпорной плотины, присыпанное предохранительным слоем породы, которую предварительно обрабатывают порошком Na-КМЦ (рис. 2).

Для создания противофильтрационного экрана в плотине целесообразно использовать геотекстильный материал (ГТМ) «Дорнит», который имеет низкую стоимость, обладает высокой адсорбционной способностью, прочностью и технологичностью при монтаже и эксплуатации.



**Рисунок 2.** Комбинированная противофильтрационная защита плотины:  
1 – водоподпорная плотина; 2 – противофильтрационный экран (полотно геотекстильного материала «Дорнит»); 3 – порошок Na-КМЦ; 4 – мокрый откос плотины; 5 – противофильтрационная завеса (защитный слой покрывающих пород, обработанный порошкообразным Na-КМЦ); 6 – вода; 7 – водонепроницаемые подстилающие породы

Некоторые ГТМ изготавливают на основе синтетических материалов: полиамида, полиэфира, полипропилена, путем механического скрепления иглопробивным способом. Отечественная промышленность производит ГТМ «Дорнит» и «Нетканый» иглопробивным способом из синтетических волокон. Объемная плотность ГТМ «Дорнит» колеблется от 90 до 150 кг/м<sup>3</sup>, а относительное удлинение достигает 60...80 %.

Геотекстильный материал «Дорнит» характеризуется однородной мелкопористой структурой и обладает высокой прочностью на растяжение от 90 до 100 Н/см. Размеры пор ГТМ «Дорнит» достигают 50...75 мкм как в поперечном, так и продольном направлениях полотна.

Предлагаемый способ создания противофильтрационной защиты плотины осуществляется следующим образом. На водонепроницаемых породах сооружают водоподпорную земляную плотину, на мокрый откос которой настилают слой геотекстильного фильтровального нетканого материала «Дорнит». На поверхность «Дорнита» наносят слой водорастворимого порошкового полимера Na-КМЦ, исходя из расчета 0,1...0,5 кг/м<sup>2</sup>, который засыпают перед затоплением предохранительным слоем горной породы толщиной 0,2...0,3 м. Защитный слой горной породы в совокупности с полимером Na-КМЦ образуют противофильтрационную завесу.

При взаимодействии порошка Na-КМЦ с молекулами воды полимер набухает в породе, образует макромолекулы, а также не растворимые в воде пленки и агрегаты, которые закрывают поры геотекстильного фильтровального нетканого материала «Дорнит». За счет своей мелкопористой структуры и высокой адсорбционной способности «Дорнит» задерживает не только макромолекулы Na-КМЦ, химические

реагенты, пленки и агрегаты, образуемые при их смешении, но также и мельчайшие взвешенные частицы, химические соединения тяжелых металлов и нефтепродуктов, находящиеся как в эмульгированном состоянии, так и в виде плавающих примесей.

В результате этого на поверхности мокрого откоса водоподпорной земляной плотины образуется высокоэффективная не склонная к вымыванию высококонцентрированная тиксотропная система, содержащая значительное число гелевых частиц и способная противодействовать гидростатическому давлению фильтрующей воды.

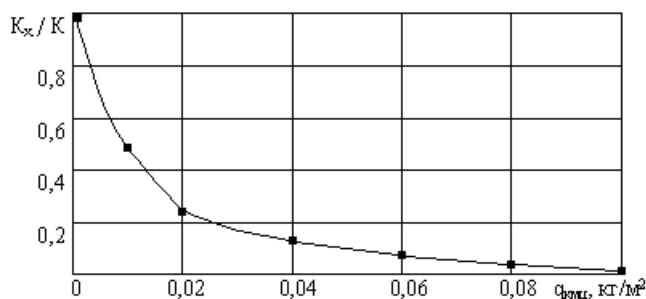
Для создания противofильтрационной завесы увеличенной толщины и повышения эффекта гидроизоляции перед заполнением водоема водой уложенный предохранительный слой пород дополнительно попеременно обрабатывают сначала водным раствором Na-КМЦ с расходом 5...10 л/м<sup>2</sup>, затем водным раствором хлорного железа FeCl<sub>3</sub> с тем же расходом и снова водным раствором Na-КМЦ с повторением указанных операций в два...три цикла. Обработка пород раствором Na-КМЦ должна быть завершающей операцией [4].

Концентрация водных растворов реагентов готовится одинаковой 0,5...2,0 %. После обработки пород реагентами за счет изменения структуры скелета пород и перераспределения связей с образованием адсорбционных центров в виде катионов Fe<sup>3+</sup>, Fe<sup>2+</sup> и Fe-КМЦ коэффициент фильтрации пород значительно снижается, а эффект кольматации возрастает в 3...5 раз, превышая эффективность возведения противofильтрационных завес на основе взрывной кольматации.

Новизна данного способа создания противofильтрационной защиты гидротехнических сооружений подтверждена патентом РФ на изобретение № 2310711.

Опыты позволили установить зависимость эффективности химической кольматации породы от удельного расхода Na-КМЦ (рис. 3).

**Рисунок 3.** Зависимость  $K_x/K$  от удельного расхода Na-КМЦ (ПФЗ – химическая кольматация Na-КМЦ в комбинации с ПФЭ – «Дорнит»),  $K_x$  – коэффициент фильтрации после создания противofильтрационной защиты плотины, м/сут;  $K$  – исходный коэффициент фильтрации, м/сут.



Применение комбинированной противofильтрационной защиты ГТС с использованием геотекстильных материалов в совокупности с химическими реагентами: порошок Na-КМЦ и растворов Na-КМЦ, FeCl<sub>3</sub> позволяет уменьшить исходный коэффициент фильтрации горных пород в десятки раз, снизить относительную водопроницаемость в 15...20 раз и расход растворов до 0,1 кг/м<sup>2</sup>.

#### Литература

1. Овешников Ю.М. О глубокой очистке сточных и оборотных вод при разработке месторождений россыпного золота / Ю.М.Овешников, Ю.В. Субботин // Горный журнал. - 2000. - №5. – С. 60-62.
2. Рашкин А.В. Тепловая и водная подготовка горных пород при разработке мерзлых россыпей / А.В.Рашкин, П.Б.Авдеев, Ю.В.Субботин. - М.: Горная книга, 2004. - 353 с.
3. Субботин Ю.В. Комбинированная противofильтрационная защита технологических плотин / Ю.В. Субботин // ГИАБ. – 2007. – №4. – С. 350-356.



## О ВОЗМОЖНОСТИ ОСВОЕНИЯ ДИАТОМИТОВ СЕВЕРО-ЗАПАДА РОССИИ С УЧЕТОМ ХАРАКТЕРНЫХ АСПЕКТОВ ИХ ФОРМИРОВАНИЯ

Буянов М.И. (МГРИ [buyanov08@mail.ru](mailto:buyanov08@mail.ru)), Горбатов И.С. \*  
(ИФЗ РАН [e.s.gor@mail.ru](mailto:e.s.gor@mail.ru)), Рассказов А.А. (ПУДН [rasskazo@yandex.ru](mailto:rasskazo@yandex.ru))

### Аннотация

В настоящее время в Карелии известно 126 месторождений и местопроявлений диатомитов. Химический состав и физические свойства диатомитов Карелии зависят от видового состава породообразующих диатомей, условий осадконакопления, определяемых геолого-геоморфологическими и климатическими факторами. Технологии освоения карельских диатомитов должны соответствовать наилучшим практикам, особенно в части охраны окружающей среды

**Ключевые слова:** карельские диатомиты, наилучшие доступные технологии.

Основные полезные ископаемые Карелии: железная руда, титан, ванадий, молибден, благородные металлы [1,3], алмазы, слюда, строительные материалы (граниты, диабазы, мраморы), керамическое сырьё (пегматиты, шпат), апатит-карбонатные руды, щелочной амфибол-асбест. Диатомиты - особый вид полезных ископаемых.

Диатомит (инфузорная земля, кизельгур, горная мука, целит) – легкая (плотность 0.3-0.7 г/см<sup>3</sup>) тонкопористая опал-кristобалитовая горная порода, которая формируется при отложении кремнистых скелетов диатомовых водорослей. Эти породы с повышенным содержанием аутигенного кремнезема состоят в основном из опаловых створок (размер 30-150 мкм) или обломков диатомей и содержит 62-97% SiO<sub>2</sub> преимущественно в виде глобул опала (SiO<sub>2</sub>×nH<sub>2</sub>O), также присутствуют обломочные примеси и частицы глины. Опал-кristобалитовый кремнезем диатомитов представляет собой смесь рентгеноаморфного опала, опал-кristобалита, α-кristобалита и α-кварца. Цвет породы белый, серый с желтым или буром оттенком.

Диатомиты имеют очень малую плотность, низкую тепло- и звукопроводность, обладают тугоплавкостью и химической стойкостью. Плотные разности диатомита используются в качестве строительных и тепло-звукоизоляционных материалов (кирпичи, стеновые панели). Высокая пористость (до 92 %) и умеренная удельная поверхность (50-100 м<sup>2</sup>/г) породы в сочетании с реакционной активностью ее кремнезема, позволяет использовать этот материал в качестве фильтровальных порошков и адсорбентов для текстильной, нефтехимической и пищевой промышленности.

Диатомиты используются как адсорбент и фильтр в текстильной, нефтехимической, пищевой промышленности, в производстве антибиотиков, как наполнитель бумаги, различных пластических материалов, красок, в качестве строительных, тепло- и звукоизоляционных материалов, добавок к некоторым типам цемента, полировального материала (в составе паст) для металлов, мраморов и т.д., как инсектицид и др. Изобретённый Нобелем динамит - это диатомит, пропитанный нитроглицерином. За рубежом крупные производители диатомита - США, дающие около 50% продукции развитых капиталистических и развивающихся стран. Остальная часть приходится на долю Франции, Исландии, Испании, Мексики, Дании, Кении, Германии, Канады, Южной Кореи, Бразилии и Алжира. Возрастает добыча диатомита в Китае, Турции и Австралии. [2]

После обогащения - обжига карельские диатомиты не уступают лучшим сортам Кольских диатомитов, которые считались лучшими в СССР для производства

фильтровальных порошков и наполнителей для различных отраслей промышленности. Необогатенные диатомиты, возможно, использовать в качестве удобрений, мелиорантов почв, технических адсорбентов.

Диатомиты формируются при литификации диатомового ила, накапливающегося как в пресноводных, так соленых бассейнах. В ходе диагенеза диатомит преобразуется в более плотную ( $1-2 \text{ г/см}^3$ ) кремнистую породу, состоящую из сферических частиц опала или халцедона (размер  $10-20 \text{ мкм}$ ) без различных остатков диатомей, называемую трепелом.

По генезису диатомиты можно разделить на морские и озерные. Современные и древние озерные диатомиты встречаются на планете реже, чем морские, образуют меньшие по запасам залежи, но выгодно отличаются от них более высокой чистотой и качеством, поскольку морские кремнистые осадки, как правило, засорены обломочным терригенным материалом. Континентальные (озерные) диатомиты являются типичными отложениями областей гумидного типа литогнеза, однако в их локализации большую роль играет не только климатические условия (зональный фактор), но и характер геологического строения водосбора (азональный фактор), а именно: повышенное содержание доступного для растворения кремнезема. Поэтому в основном залежи диатомитов формируются в зонах выхода кристаллических (гранитогнейсовых) пород на щитах (Фенноскандинавский и Канадский кристаллический щит) и в геосинклинальных областях развития кислого вулканизма, где отмечается генетическая и пространственная связь озерных диатомитов с эффузивами и туфами, которые поставляют в водоемы растворенный кремнезем [6].

Месторождения озерных диатомитов в нашей стране, как правило, небольшие, запасом в среднем 2, реже до 6 млн.  $\text{м}^3$ . В 80-е гг. XX в. в Западной Сибири были обнаружены крупные месторождения древнеозерных диатомитов. Хорошо изучены и разведаны голоценовые диатомиты малых озер Северо-Запада России, где они являются наиболее ценными полезными ископаемыми озерного генезиса наряду с сапропелем, торфом, известью и железной рудой [1;2].

Распространению диатомитовых отложений в Карелии и на Кольском полуострове способствуют кислые коренные породы кристаллического щита (граниты, гнейсы, кварциты) и рыхлые отложения (флювиогляциальные кварцево-полевошпатовые пески), обогащенные кварцем, в результате выщелачивания которых в воды озер поставляется растворенная кремнекислота, необходимая для формирования кремнистого скелета диатомей. Наиболее активное накопление диатомового кремнезема в озерах Финноскандии происходило в периоды климатических оптимумов послеледниковья (в бореальном и атлантическом периодах), когда растворимость и содержание кремнекислоты в воде повышалась.

В последнее десятилетие Институтом геологии Карельского НЦ РАН проведены новые поиски диатомита в Карелии и уточнены их запасы, однако месторождения этого сырья и сегодня эксплуатируются здесь пассивно. Наиболее крупные месторождения диатомитов расположены на севере Карелии, в восточной части Лоухского района (Ряпуксозеро, Кяпели, Ламбина Амбарная), где их формирование связывается с поступлением необходимого для развития диатомей фосфора из Тикшеозерского и Ельтьозерского массивов щелочных и карбонатитовых пород, окатанные обломки которых разносились ледником на значительные площади [8].

К началу XXI в. в Карелии выявлено 126 месторождений и местопроявлений диатомитов ( $\text{SiO}_2 > 50\%$ ) и диатомовых сапропелей ( $\text{SiO}_2 35-49\%$ ). После обжига с целью удаления органики, карельские диатомиты не уступают лучшим сортам кольских диатомитов. Из 61 000 озер Карелии около 97% имеют размеры менее  $1 \text{ км}^2$ , являющихся оптимальными для формирования диатомитов. Прогноз диатомитовых

ресурсов Карелии, учитывая благоприятные геолого-геоморфологические условия для их формирования, показывает, что обстановки для накопления толщ этих полезных ископаемых создаются в тысячах озер, расположенных в пределах обширных песчано-гравийных равнин. Учитывая среднюю мощность пластов диатомита 2-3 м, было подсчитано, что прогнозные ресурсы диатомитов составляют более 300 млн. м<sup>3</sup> в естественном состоянии и при естественной влажности ~ 80% [2]. Диатомитовые образования в виде пластичного кремнистого осадка залегают линзами и гнездами, выполняющими дно озер и болот. Средняя мощность диатомитов на дне озер составляет 2-3 м, встречаются горизонты и мощностью 6-8 м, имеются данные о находках диатомитов и выше уровня водоемов на древних озерных террасах, а также под торфом прибрежных болот. Особенности строения залежей диатомитов определяют два основных способа разработки месторождений: карьерами, после осушения водоема, или с применением средств гидромеханизации. При этом возможно использование безвзрывного способа подготовки горных пород к выемке и применение внутреннего отвалообразования, что позволяет добиться значительного снижения негативного воздействия горных работ на окружающую среду. Затраты на добычу полезного ископаемого при использовании таких технологий минимальны, что подтверждается опытом разработки россыпных месторождений. Перечисленные свойства предлагаемой открытой геотехнологии соответствуют определению наилучших доступных технологий.

#### Литература

1. Демидов И.Н. Этапы формирования и особенности локализации полезных ископаемых Карелии в четвертичном периоде // Геология и полезные ископаемые Карелии – Петрозаводск: КарНЦ РАН, 1998. С. 137-143.
2. Демидов И.Н., Шелехова Т.С. Диатомиты Карелии (особенности формирования, распространения, перспективы использования). – Петрозаводск: КарНЦ РАН, 2006. 89 с.
3. Дистанов У.Г. (отв. ред.). Кремнистые породы СССР. 1976. Казань. 411 с.
4. Евзеров В.Я. Формирование месторождений диатомита на крайнем Северо-Западе России // Вестник ВГУ, серия «Геология». 2011. № 2. С. 55-65.
5. Рассказов А.А., Васильева Е.Ю., Горбатов Е.С., Георгиевский А.Ф. Лимногеология и условия озерного осадкообразования – М.: РУДН, 2012. 151 с.
6. Штеренберг Л.Е. Основные черты осадконакопления и диагенеза в озерах северной гумидной зоны // Процессы континентального литогенеза. – М.: Наука, 1980. С. 167–185.
7. Экман И.Д. Донные осадки озер // Донные отложения озер восточной части Фенноскандинавского кристаллического щита – Петрозаводск, 1995. С. 20-83.
8. Cohen A.S. Paleolimnology: the history and evolution of lake systems. Oxford. 2003. 500 p.
9. Schuster M. First Observation of Hummocky Cross-Stratifications (HCS) from the Megalake Chad Deposits: Description and Implication for Possible Tropical Storms during the African Humid Period // 6<sup>th</sup> International Limnogeological Congress (ILIC-2015). Reno. p.162.

## ПОЛИФУНКЦИОНАЛЬНЫЙ МАССООБМЕННЫЙ ГИДРОТРАНСПОРТНЫЙ АППАРАТ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ ГЛУБОКОВОДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

*Вильмис А.Л. (МГРИ, drobadenko@mail.ru)*

### Аннотация

Дана оценка состояния технологии и технических средств освоения глубоководных месторождений океанического дна и систем вертикального гидротранспорта железомарганцевых конкреций (ЖМК). Показано, что наиболее перспективным, и экологически безопасным для окружающей среды является трубопроводный гидроподъем ЖМК с использованием загрузочных аппаратов. Проведенный анализ конструктивных и гидродинамических особенностей основных типов загрузочных аппаратов выявил, что они не пригодны для глубоководной добычи. В МГРИ-РГГРУ разработан загрузочный аппарат, работающий на принципе взаимодействия закрученного кольцевого потока воды с твердым материалом (эффекта искусственного смерча). На его основе предлагается патентночистый полифункциональный массообменный гидроподъемный комплекс, позволяющий в наименьшей степени влиять на жизнедеятельность бентосных организмов и не загрязнять верхние толщи воды, подавая на плавсредство гидросмесь высокой объемной концентрации (более ~30% по объему).

**Ключевые слова:** загрузочный аппарат, эрлифт, горно-разведочный комплекс, океан, морские испытания, гидроподъем, полифункциональный массообменный гидротранспортный аппарат, железомарганцевые конкреции (ЖМК), колонный аппарат, пульсационные колебания, патентночистый.

Современное состояние минерально-сырьевой базы России свидетельствует о том, что стратегически ценные компоненты, которые содержатся в рудах океана могут ее укрепить: ликвидировать существующий дефицит в *Mn*, пополнить истощающиеся запасы *Ni*, *Co*, *Cu* и других ценных металлов.

Эффективное использование ресурсного потенциала Мирового океана для экономического развития России требует создания технических и технологических решений по освоению железомарганцевых конкреций (ЖМК), которые с экологической точки зрения будут безопасными для сложной экосистемы океана, что на сегодняшний день представляет актуальную научную задачу.

Технология и технические средства выемки и подъема оказывают определяющее влияние на тип комплекса (канатно-ковшовые, траловые, автономные, трубопроводные и др.), режимы его работы, производительность, капитальные и эксплуатационные затраты, характер придонного и надводного оборудования. По оценкам экспертов эти затраты, например для условий добычи ЖМК, могут составить более тридцати процентов на весь горно-разведочный комплекс. Среди различных существующих систем подъема одной из рациональных специалисты считают эрлифтную. Подобные системы применялись в морских условиях международными консорциумами «ОМИ», «ОМА», «ОМКО», а также фирмами: «ИФРЕМЕР» (Франция), «ДОРД» (Япония), «Намибия Джен» и другими. Однако анализ работы эрлифтного подъема в различных условиях показал, что существенным его недостатком является значительные ограничения по величине транспортной концентрации твердого в поднимаемой на поверхность гидросмеси. Кроме того, эффективная работа эрлифтной системы резко снижается с увеличением среднего размера транспортируемого твердого материал [1].

Более перспективным, с точки зрения эффективности и безопасности для окружающей среды, можно считать способ трубопроводного гидроподъема



железомарганцевых конкреций с использованием загрузочных аппаратов, работающих совместно с высоконапорными водяными насосами [2]. Такие системы, как показывает опыт их эксплуатации при наземном гидротранспортировании и шахтном подъеме, при достаточно значительном коэффициенте полезного действия способны обеспечить высокие плотности образуемой и доставляемой гидросмеси, позволяют практически исключить абразивный износ движущихся и проточных частей насосного оборудования, не требуют предварительного дробления транспортируемого материала и не способствуют его переизмельчению в процессе вертикального гидротранспортирования.

Примерами подобных транспортных глубоководных морских систем являются аппараты, предложенные фирмой «К.К.Хитачи сейсакусе» (Япония); кампаниями «Siemagitransplan GmbH» и «Klein Sehanzlin und Becker AG» (Германия), «Summa Corp», «Lockheed Vissiles and Spase», «Kamurlne» и др.

Анализируя все конструктивные и гидродинамические особенности основных типов загрузочных аппаратов по принципу подачи гидросмеси в напорный трубопровод

выполненных в одинаковых лабораторных условиях для пяти типов разгрузочных устройств загрузочных аппаратов: гравитационного, струйного с восходящей разгрузкой в камере и в нише, фильтрационного, с применением закрученного потока у плоского дна камеры необходимо отметить следующее.

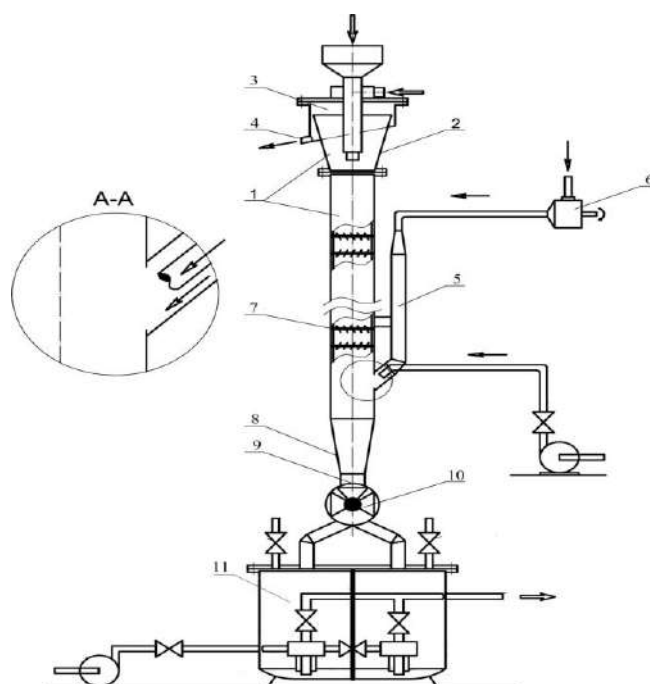
Несмотря на множество разнообразий конструкций они, по нашему мнению, не пригодны для глубоководного подъема по двум причинам: технологическим и конструктивным. Процесс пульпоприготовления, разгрузки гидросмеси в спутном и особенно при гравитационной разгрузки в трубопровод не позволяет регулировать ее в значимых пределах. Гидродинамическое несовершенство большинства из них приводит к зависанию твердого, сводообразованию, неравномерности подачи, большой энергоемкости (особенно при закрутке потока у плоского дна камеры) и другие. В большинстве своем они имеют сложную и громоздкую конструкцию, предназначены в основном для стационарных, долгодействующих на одном месте аппаратов.

Для условий глубоководного подъема необходим специальный тип загрузочного аппарата, отвечающий следующим требованиям: компактная и простая конструкция, допускающая быструю и нетрудоемкую переустановку; износостойкость элементов его конструкции; отсутствие переизмельчения материала; эффективность подъема крупных фракций; простые схемы регулирования и управления; стабильность подачи гидросмеси на переработку с минимальными потерями полезного компонента и низкой экологической нагрузкой на окружающую среду.

В отличие от известных конструкций в МГРИ-РГГРУ был разработан загрузочный аппарат, работающий на принципе взаимодействия закрученного кольцевого потока воды с твердым материалом (эффекта искусственного смерча), новизна которого подтверждена патентами России, США, Германии, Австралии, Финляндии и других стран, два из которых удостоены золотой и серебряной медалями на Всемирном салоне изобретений «Eureka» в Брюсселе. Он прошел апробацию и опытно-промышленные испытания при гидротранспортировании редкометалльных песков на Верхне-Днепровском ГМК, Иршинском ГОКе, а также опытные испытания в Шотландии, ЮАР. Результаты показали высокую эффективность (30-35% твердого по объему), стабильность подачи гидросмеси, и надежность всех конструктивных элементов, что позволяет его рассматривать как один из оптимальных вариантов глубоководного подъема [3].

Морские испытания системы подъема с такими аппаратами проводились сотрудниками МГРИ совместно с ЦКБ «Океангеотехника» и Черноморской опытно-

методической экспедицией и подтвердили работоспособность и эффективность предложенных конструкций загрузочного аппарата. Для проведения эксперимента были использованы железомарганцевые конкреции, собранные экспедициями «Южморгеологии» в центральной части Тихого океана. Однако эта конструктивная схема не может в полной мере исключить антропогенного воздействия на условия среды обитания донных организмов и организмов поверхностного слоя водной толщи. Поэтому нами предложена технологическая схема (рис.1) с применением не только загрузочного, но и аппарата колонного типа, позволяющая разделять донные осадки непосредственно на месте производства работ, складируя илистые фракции в выработанном пространстве и выдавая на борт судна высоконцентрированную гидросмесь железомарганцевых конкреций с использованием загрузочных аппаратов работающих на принципе взаимодействия закрученного кольцевого потока воды с твердым материалом (эффекта искусственного смерча) [4].



**Рисунок 1**- Полифункциональный массообменный гидротранспортный аппарат.  
1 – колонный аппарат; 2 – корпус колонного аппарата; 3 – система сбора иламовых частиц; 4 – сливной патрубков; 4 – перфорированные тарелки; 5 – пульсационная камера; 6 – пульсатор; 7 – выпускное отверстие; 8 – коническая часть днища колонны; 9 – выпускное отверстие; 10 – делитель потока-дозатор; 11 – гидротранспортный подъемный аппарат.

Конструктивно полифункциональный массообменный гидротранспортный аппарат включает колонну с закрепленными по вертикали перфорированными горизонтальными тарелками 7 и оборудованную установленной в нижней части корпуса аппарата специальной пульсационной камерой 5, а в нижней точке днища – систему разгрузки в виде разгрузочно-транспортного узла 11, герметически сообщенного с корпусом самого аппарата через специальный делитель-дозатор потока 10.

Исходный материал (в виде пульпы) подается в колонный аппарат 1 сверху. По мере заполнения корпуса 2 твердым материалом в верхней части аппарата через систему сбора 3 и сливной патрубков 4 происходит слив промывочной жидкости с

удаляемым мелкодисперсным материалом. Одновременно вне колонного аппарата с помощью пульсационной камеры 5 и пульсатора 6 в колонный аппарат снизу подается энергетическая жидкость (вода).

За счет пульсационных колебаний жидкости и под действием сил гравитации вдоль корпуса колонного аппарата, а также многократных изменений направлений воздействия потока на твердые частицы на перфорированных тарелках 7 происходит расслоение твердых частиц по гидравлической крупности. В условиях противотока глинистые фракции выводятся в верхний слив 3, а твердые частицы постепенно осаждаются и накапливаются в придонной конической части 8 днища колонны. Далее накопленный материал перемещается через выпускное отверстие 9, и, проходя делитель потока-дозатор 10 поступает в гидротранспортный подъемный аппарат 11, который формирует гидросмесь из зернистой полезной компоненты (более ~30% по объему).

Таким образом обеспечивается значительное снижение энергоемкости процесса, а также металлоемкости всего комплекса за счет уменьшения диаметра подъемного трубопровода, т.е. часть расхода двухфазной смеси (шламы) удаляются на уровне полупогружной платформы через сливной патрубок 4 в выработанное пространство.

Кроме того, эта технология в наименьшей степени будет влиять на жизнедеятельность бентосных организмов, а также на состояние верхних слоев водной толщи, так как отмывка конкреций происходит непосредственно на месте их залегания.

### Литература

1. Малухин Н.Г., Дробаденко В.П., Вильмис А.Л. Научно-методическое обоснование эрлифтного гидроподъема при освоении месторождений дна морей и океанов. Горный информационно-аналитический бюллетень. Отдельный выпуск № 11. Гидромеханизация, 2015.
2. Дробаденко В.П., Луконина О.А., Вильмис А.Л. Полифункциональная установка на основе использования коаксиальных закрученных струй для моделирования новых гидротранспортно-подъемных технологий. Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2013. № 3. С. 297-301.
3. Дробаденко В.П., Вильмис А.Л., Луконина О.А. Интенсификация массообменных процессов для классификации и гидротранспортирования песчано-глинистых пород. Материалы XIII Международной научно-практической конференции «Новые идеи в науках о Земле» (Москва : РГГРУ, 5–7 апреля, 2017 г.): в 2 т.: доклады / – Т. 1. – М. : МГРИ-РГГРУ, 2017. – 516 с. С.388-389.
4. Патент на изобретение № 2558594 РФ, МПК В01D11/02 В03В5/02 В01J8/16 В01F3/12. Способ ведения массообменных процессов и устройство для его осуществления/ Дробаденко В. П., Малухин Н. Г., Луконина О. А., Вильмис А. Л., Ребриков Д. Н., Козлов М. Ю. – № 2014132111/05; Заявл. 04.08.2014; Опубл. 10.08.2015, Бюл. № 22.

## ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВА ОСВОЕНИЯ МИНЕРАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ ДНА МОРЕЙ И ОКЕАНОВ

*Дробаденко В.П. \*(МГРИ, drobadenko@mail.ru), Вильмис А.Л. (МГРИ, drobadenko@mail.ru), Луконина О.А. (МГРИ, lu-19\_12@mail.ru)*

### Аннотация

Приводится современное состояние геологоразведочных и горно-технологических работ для освоения заявленного участка железомарганцевых конкреций площадью 75 тыс. км<sup>2</sup>, глубоководного месторождения во впадине Клариян-Клиппертон в средней части Тихого океана, арендуемого Россией. В отличие от геологоразведочных работ отмечается отставание в разработке эффективных технических средств добычи, связанных с выемкой и подъемом горной массы на плавсредство. Поэтому, в связи с планированием промышленного освоения месторождения ЖМК в 2021-2022гг. существует острая необходимость ликвидировать этот технологический разрыв. МГРИ-РГГРУ имеет более 25 летний опыт исследований по решению этих проблемных вопросов на основе патентночистых технологий зарегистрированных в РФ и зарубежных странах. Некоторые из них успешно прошли натурные морские испытания в акватории Черного моря, шельфе Намибии и в других регионах.

**Ключевые слова:** конвенция по морскому праву, железомарганцевые конкреции, кобальто-марганцевые корки, рудное поле Клариян-Клиппертон, гидроподъем, морские испытания, эрлифтные установки, грунтозабор, подготовка инженерных кадров, патентночистые технологии.

В настоящее время все промышленно-развитые страны занимаются решением проблем освоения минеральных ресурсов дна морей и океанов.

Среди групп основных стран по минерально-сырьевому потенциалу твердых полезных ископаемых (ТПИ) в Мировом океане Россия относится ко второй группе, валовая стоимость ресурсов, которых составляет ~ 960,9 млрд. долларов – 12,4 % от общей стоимости ТПИ основных стран (США, Франция, Япония, Китай, Индия). Валовая стоимость железомарганцевых конкреций (ЖМК) Российского заявочного участка площадью 75 тыс. км., арендуемом в рудном поле Клариян-Клиппертон в Тихом океане таких ценных компонентов как Ni, Co, Mn, Si, оцениваются в ~164 млрд. долларов США [1].

Россия активно участвует в Конвенции по морскому праву, работает в Международном органе по морскому дну (МОМД ООН), который в 2001-2002 гг. подписал пятнадцатилетние контракты на разведку месторождений полиметаллических конкреций с семью контракторами, в частности с ФГУГП «Южморгеология» и консорциумом «Интерокеанметалл» в который входят: Российская Федерация, Болгария, Польша, Чешская Республика, Словакия. В 2012г. утвердил российскую заявку на разведку участка глубоководных полиметаллических сульфидов (ГПС), расположенного в северной приэкваториальной зоне Срединно-Атлантического хребта на глубинах 2-4 км., кобальтомарганцевых корок (КМК) с 2015г. Основными условиями контракта являются изыскание и анализ залежей полезных ископаемых в выделенном районе на исключительных правах, разработка и испытание технологических схем добычи, подъема, транспортирования, обогащения, проведение исследований по экологическим, техническим, экономическим, коммерческим и другим факторам, которые должны учитываться при освоении минеральных ресурсов Мирового океана.



В результате обширных научных геологоразведочных работ, проводимых более 40 лет определился перечень основных видов минерального сырья, содержащий стратегически важные ценные компоненты: ЖМК, включающие Ni, Co, Mn, Si; КМК, имеющие в своем составе Ni, Co, Mn и глубоководные сульфиды, богатые Si, Zn, Pb, Au, Ag. В ближайшее время для освоения наиболее перспективными считаются ЖМК.

Однако, между геологоразведочными и добычными работами в части технического и технологического оснащения образовался существенный разрыв. В 2016г. на Российском заявочном участке, арендуемом в пределах рудного поля Кларифон - Клиппертон, согласно контракту с МОДМ ООН заканчиваются разведочные работы. В 2021-2022гг. планируется промышленное освоение: вначале опытная, затем промышленная добыча. Наиболее слабым местом в этой проблеме считается отсутствие высокоэффективных технических средств добычных работ, связанных с выемкой и подъемом горной массы на плавсредство.

МГРИ-РГГРУ имеет более 25 летний опыт научных, экспериментальных и натурных (в морских условиях) исследований и может внести определенный вклад в решение технологических задач по добыче твердых полезных ископаемых шельфовых и глубоководных месторождений.

В результате научно-исследовательских работ был разработан способ и технические средства для гидроподъема горной массы с морских глубин, новизна которого защищена отечественными и зарубежными патентами (США, Канада, Япония, Франция, Германия), два из которых получили золотую и серебряную медали на Всемирной выставке изобретений в Брюсселе [2]. Они прошли морские испытания в акватории Черного моря с борта НИС «Полигон» с глубины до 100 м [3]. Работы проводились совместно с сотрудниками ЦКБ «Океангеотехника», ПО «Южморгеология» и Черноморской опытно-методической экспедицией. В итоге была выявлена высокая эффективность предлагаемого способа за счет формирования и стабильной подачи высоконасыщенной гидросмеси (более 40%), что позволило разработать технологическую схему глубоководного гидроподъема для условий добычи ЖМК с океанического дна. Эти материалы были представлены на международной конференции «Oceanology international» в Брайтоне (Великобритания).

Сотрудники РГГРУ (МГРИ) в 2005 г. также участвовали в разработке морских алмазосодержащих гравийно-галечно-песчаных отложений на шельфе Намибии, на котором работали несколько алмазодобывающих судов, переоборудованных на базе военных крейсеров. На одном из них «Namibian Gem» (фирмы "Samikor") проводились испытания на глубинах до 200 м. эрлифтного грунтозаборного устройства, разработанного сотрудниками Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе, новизна которого подтверждена патентом РФ.

Корабль был снабжен двумя эрлифтными установками с диаметром пульпоподъемного трубопровода 500 мм, которые расположены на разных его бортах. Одна из них оснащена традиционным грунтозаборным устройством, применяющимся на судне несколько лет. Другая установка — с эрлифтным грунтозаборным устройством нового типа с маятниковым фартуком и механогидравлическим рыхлителем для предварительного гидровзвешивания добываемой горной массы [4].

Результаты проведенных испытаний, основанных на различных экспертных оценках производительности эрлифта с новым грунтозаборным устройством, показали увеличение часовой производительности по твердому в среднем более чем в два раза (>150 м<sup>3</sup>/ч); продолжительность (стабильность подачи) такой часовой производительности по горной массе составляла 67 % против 12 % у применяемой ранее конструкции.

В 2012 г. кафедрой геотехнологии и комплексного освоения месторождений полезных ископаемых проведены аналитические расчеты технологических и энергетических параметров глубоководного подъема горной массы с 400 м. до 6000 м. Результаты этих исследований совместно со специалистами «ИНС DeepSea Dredging» (Нидерланды) представлены на Международной конференции по Океану в 2012г. в Рио-де-Жанейро (Бразилия) [5].

В учебно-научной лаборатории кафедры геотехнологических способов и физических процессов горного производства функционирует уникальная стендовая установка (УСУ) национальной значимости, зарегистрированная в Минобрнауки под № 4-73, на которой студенты проходят лабораторные и практические занятия по комплексному изучению учебных дисциплин, связанных с освоением морей и океанов.

Для совершенствования подготовки специалистов этого профиля МГРИ-РГГРУ совместно с институтом океанологии им. П.П. Ширшова Российской академии наук (ИО РАН) организован научно-образовательный центр (НОЦ) «Геологическое изучение и освоение морских месторождений полезных ископаемых», в лабораториях которого проводятся учебные занятия и практики в морских условиях (г. Геленджик) по данной специализации.

В ноябре 2015 года на совместном заседании комитета Государственной Думы по природным ресурсам и экологии и Высшего горного совета НП «Горнопромышленники России» по вопросу «О создании морской горнодобывающей отрасли России» был представлен наш доклад о кадровом обеспечении морских горно-разведочных работ. В итоговом документе этого совещания за подписью председателя комитета В.Н. Кашина и председателя совета Ю.К. Шафраника рекомендуется (... *подготовку научных и инженерных кадров в областях морской геологоразведки и разработки месторождений твердых полезных ископаемых Мирового океана с учетом более 25 летнего опыта научных, экспериментальных и натурных (в морских условиях) исследований и выпуска специалистов по данной проблеме возложить на ФГБОУ ВО «МГРИ-РГГРУ»*).

## Литература

1. Дробаденко В.П., Калинин И.С., Малухин Н.Г. Методика и техника морских геологоразведочных и горных работ. Из-во: «Ин-фолио», 2010 г. 352 стр.
2. Дробаденко В.П., Малухин Н.Г., Луконина О.А., Козлов М.Ю. Перспектива освоения шельфовых и глубоководных месторождений полезных ископаемых. Вестник Российской академии естественных наук, 2013/5 том, стр.102-106.
3. Дробаденко В.П., Малухин Н.Г., Вильмис А.Л., Щемеров А.А. Технология и технические средства для освоения прибрежно-морских шельфовых месторождений. Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2013. № 5. С. 58-61.
4. Дробаденко В. П., Малухин Н. Г., Вильмис А. Л., Козлов М. Ю Морские испытания новой технологии подводной добычи алмазосодержащих пород на шельфе Намибии. Общественно-научный журнал «Вестник Российской академии естественных наук», 2013/6.1, том 13. С. 71-75.
5. ASSESSMENT OF DIFFERENT TECHNOLOGIES FOR VERTICAL HYDRAULIC TRANSPORT IN DEEP SEA MINING APPLICATIONS. Stanislav V., Drobadenko V., Malukhin N., Vilmis A., Heeren J., Bob van Doesburg. Proceedings of the ASME 2012 31st International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering OMAE2012 July 1-6, 2012, Rio de Janeiro, Brazil OMAE2012-8.

## РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОДИНАМИЧЕСКИХ ОБСТАНОВОК ФОРМИРОВАНИЯ КРУПНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СТРАТЕГИЧЕСКИХ МЕТАЛЛОВ В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ РОССИИ: ВЫВОДЫ ДЛЯ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

*Волков А. В. \*, (ИГЕМ РАН, tma2105@mail.ru),  
Галямов А. Л., (ИГЕМ РАН, a-galyamov@yandex.ru),  
Аристов В. В (ИГЕМ РАН, rstvvv@yandex.ru)*

### Аннотация

Арктическая зона России (АЗР) полукольцом охватывает окраину Евразийского континента и многочисленные острова вокруг Северного Ледовитого океана. Минерально-сырьевой потенциал АЗР в основном определяется наличием крупных и уникальных месторождений стратегических металлов, минералообразующие системы которых связаны в основном с 4 геодинамическими обстановками. По данным ГИС анализа, в выступах докембрийского фундамента, террейнах пассивной и активной континентальной окраины размещено практически равное количество месторождений и рудопроявлений (по 30%), а в коллизионной обстановке – всего около 10% от общего количества этих объектов. Показано, что к периферии области пространственного совмещения разновозрастного интрузивного магматизма приурочено большое число рудных объектов, в том числе и крупных комплексных месторождений стратегических металлов. Выполнен ГИС-анализ размещения месторождений в ареалах гранитоидов магнетитовой, ильменитовой и промежуточной серий показывает, что установленные ранее металлогенические особенности для этих образований, в целом характерны и для российской Арктики. Полученные результаты имеют важнейшее значение для прогнозирования новых месторождений.

**Ключевые слова:** Россия, Арктическая зона, геодинамическое обстановки, магматизм, металлогения, база данных, стратегические металлы, крупное месторождение, прогноз.

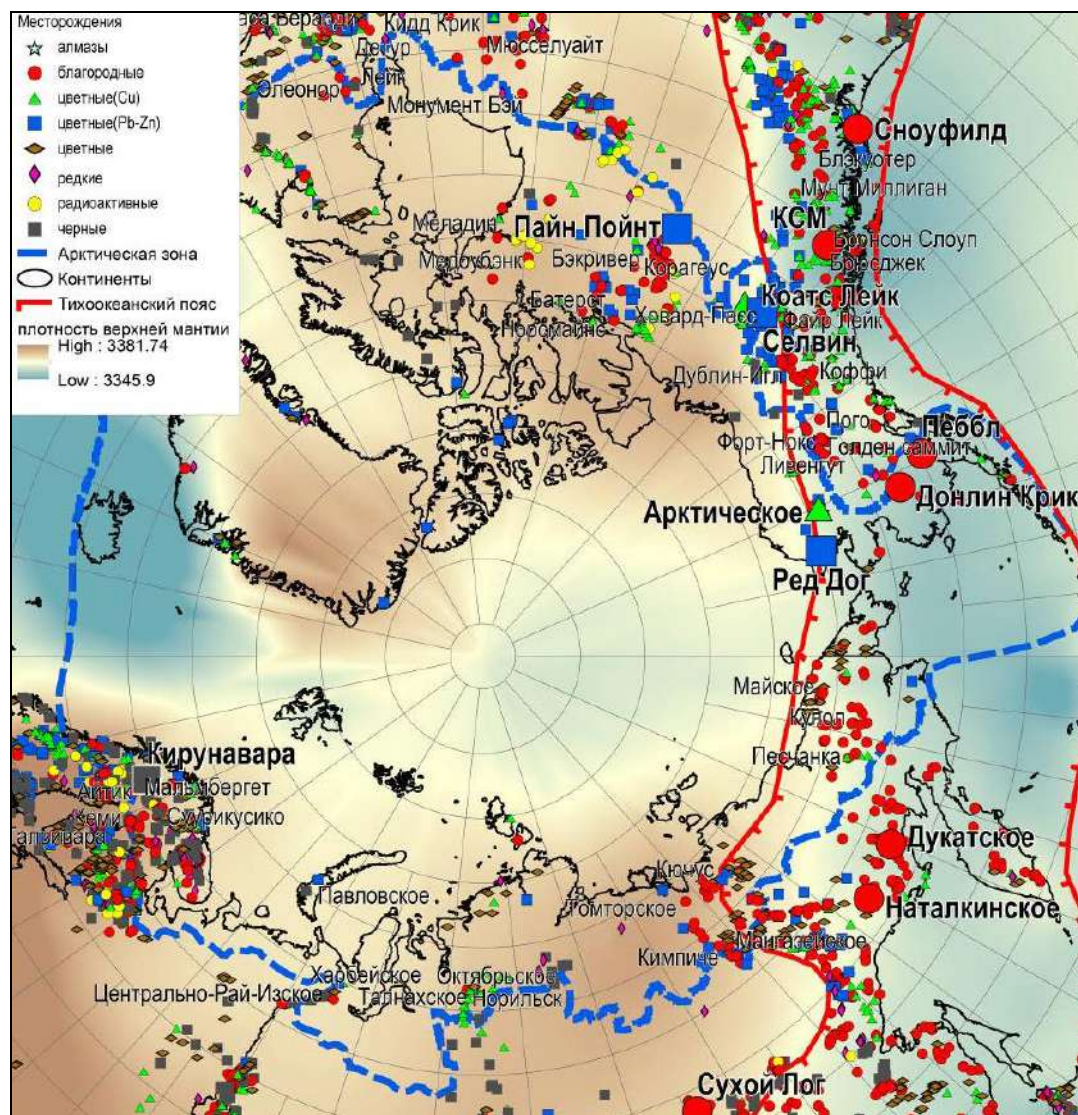
Россия занимает ведущие позиции в мире по добыче основных видов полезных ископаемых и является крупнейшим экспортёром минерального сырья (70% в общем объёме экспорта). Экономические и геополитические интересы России определяются состоянием минерально-сырьевой базы, воспроизводство которой на современном технологическом уровне является главной задачей геологической отрасли.

Литосфера АЗР, сформированная в ходе нескольких суперконтинентальных циклов, включает древние щиты, перекрывающие их позднедокембрийский и палеозойский платформенные чехлы, складчатые орогенные пояса, разделяющие древние платформы, внутриплитные магматические провинции различных эпох от раннего докембрия до кайнозоя и мезозойские вулканогенные

АЗР занимает около 30% территории страны и ее площадь занимает более 4 млн кв. км. В Арктической зоне РФ сосредоточено значительное количество промышленно значимых месторождений таких стратегически важных элементов, как Au, Ag (Купол, Песчанка, Майское и др.), Cu-Ni-Pt (Норильск, Печенга-Никель и др.), Zr-Nb-REE (Томтор, Ковдор, Ловозеро и др.), алмазы (Архангельская группа, россыпи Анабара и др.), Zn-Pb-Ag (Павловская группа, арх. Новая Земля), алювиально-равнинные (Ti-Zr, Sn-W, Au) и прибрежно-морских (Sn-W, Au) россыпей, месторождения несогласия (U) и др.. Перспективы прироста запасов по многим видам стратегического минерального сырья сосредоточены в Арктической зоне РФ.



Недостатки современной системы геологических прогнозов в первую очередь затронули малоосвоенные, труднодоступные районы Арктической зоны РФ, обладающие значительными потенциальными ресурсами стратегических видов минерального сырья (Бортников и др., 2015; Волков и др., 2017; Волков и др., 2019). В связи с сокращением финансирования и квалифицированных кадров научно-исследовательские и прогнозно-поисковые геологоразведочные работы в арктических регионах были практически свернуты.



**Рисунок 1.** Схематическая карта плотности верхней мантии и распределения основных месторождений и перспективных рудопроявлений стратегических металлов в Арктике

В докладе обсуждаются результаты изучения методами ГИС-анализа геодинамических обстановок формирования крупных месторождений стратегических металлов в Арктической зоне России. Как и во всей Арктике, в российском секторе выделяются несколько основных геодинамических обстановок формирования крупных месторождений: а) выступы древнего основания, включающие блоки архейских кратонов, рифтогенные структуры и области орогенной активизации; б) пассивной континентальной окраины и в) островодужная активной континентальной окраины; г) области коллизионной тектоно-магматической активизации (ТМА).



В 2018-2019 гг. была существенно дополнена пространственная базы данных (БД) рудных и экзогенных месторождений благородных, цветных и редких, а также редкоземельных и радиоактивных металлов Арктики. Исходный материал – открытые источники глобальных и локальных баз данных, размещенные на сайтах геологических служб Европы, США и других стран мира, корпоративных и волонтерских сетей, а также результаты геологического изучения за счет средств федерального бюджета на территории России.

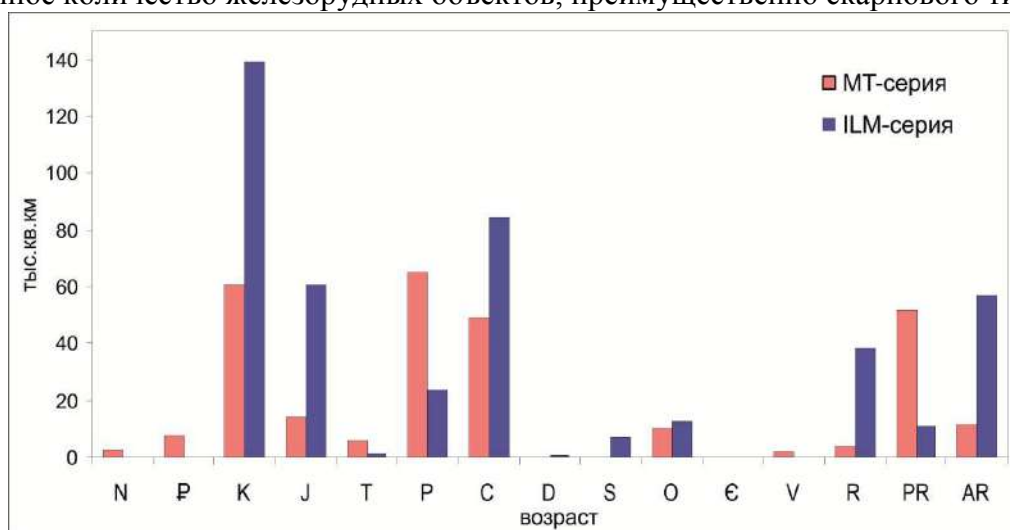
База данных по Арктике включает информацию о размещении более 26 тысяч объектов – рудных и россыпных месторождений, рудопроявлений, точек минерализации, в том числе в России – более 8 тысяч. Среди объектов благородных металлов (Au, Ag, Pt, Pd) в БД насчитывается около 400 месторождений, в т.ч. 33 крупных. Cu – около 4000 объектов, из них более 350 месторождений, 7 крупных; Pb-Zn – более 1000 объектов, 200 месторождений, в т.ч. 9 крупных. Объектов (Ni, Al, Ti, Sn, Sb, W, Mo) более 3000, среди них около 300 месторождений, 6 крупных. Черные металлы (Fe, Mn, Cr) представлены более, чем 1000 объектов, среди которых – более 200 месторождений, включая 9 крупных. Среди проявлений (около 450) редких металлов (Sc, Y, Zr, PЗЭ и др.) к месторождениям относятся 74 объекта, 3 крупных. Объектов радиоактивных металлов (U, Th) – более 500, включая 47 месторождений. В составе имеющейся в БД геологической основы континентальной Арктики, прилегающего шельфа и островов представлены докембрийские, палеозойские и мезокайнозойские породные комплексы и магматические образования разнообразного состава и возраста, а также их отдельные характеристики (редокс-параметры и др.). На **рис. 1** показана схематическая карта распределения основных месторождений и перспективных рудопроявлений в Арктике.

Для проведения статистического анализа пространственных данных (ГИС-анализа) применялись методические приемы, заложенные в аналитический аппарат картографических (ARCMAP, MAPINFO и др.) систем и др. Наиболее эффективными показали себя устоявшиеся методы выявления и оценки пространственных связей (растровой алгебры, нечеткой логики, вероятностный анализ и др.).

Схематическая карта (рис. 1) наглядно подчеркивает, связь многих месторождений (около 70%) и перспективных рудопроявлений стратегических металлов, сформировавшихся на континентальных окраинах в обстановках мезокайнозойских магматических дуг и коллизионно-аккреционных процессов. Вместе с тем, многие месторождения в АЗР связаны также с геодинамическими обстановками характерными для крупных изверженных провинций (LIP) северо-западного отрезка Тихоокеанского рудного пояса в областях повышенной плотности мантии (рис. 1).

В выступах древнего основания, преимущественно, в пределах Балтийского щита, размещается около 30% месторождений, включая месторождения преимущественно черных, цветных, благородных и редких металлов. Важное место по числу месторождений (30%) в России занимают ареалы пассивной континентальной окраины и зоны континентальных и субконтинентальных рифтогенных прогибов. Здесь преобладают месторождения цветных и благородных металлов, расположенные в складчатом обрамлении Сибирской платформы и Среднем Урале. В обстановках активной окраины, включая островные дуги (около 30%), наибольшим распространением в зоне влияния Охотско-Чукотского вулканоплутонического пояса и в островодужных комплексах Камчатки пользуются объекты благородных, цветных и черных металлов, причем в областях конвергенции пассивного режима восточной окраины Сибирского кратона число месторождений указанных типов несколько больше. В областях активизации гранитоидного магматизма коллизионного типа на Урале и в Верхоянье в числе преобладающих (9%)

известны коренные объекты благородных и цветных металлов. При этом в участках, где тектоно-магматическая активизация наложена на формации активной окраины, кроме благороднометалльной и медно-порфировой минерализации отмечается повышенное количество железорудных объектов, преимущественно скарнового типа.



**Рисунок 2.** Соотношение разновозрастных гранитоидов ильменитовой и магнетитовой серий в российской Арктике

Методами ГИС-анализа пространственных данных показано соотношение распространения гранитоидных и базитовых магматических формаций, показаны области преимущественного развития гранитоидного магматизма в мезозое, палеозое и докембрия в сравнении с размещением групп металлических месторождений. Среди интрузивных пород, выходящих на поверхность в Арктической зоне России, преобладают гранитоидные формации преимущественно кислого и среднего состава (по 2%). Интрузивные формации основного и ультраосновного состава занимают около 1%. Наибольшие территории Российской Арктики покрываются ареалами гранитоидных интрузий кислого и среднего состава (более 50% и 62% соответственно), за ними следуют ареалы базит-ультрабазитовых интрузий (около 23%), и менее всего представлены щелочные и субщелочные гранитоиды (около 15%). Установлено, что к периферии области пространственного совмещения разновозрастного интрузивного магматизма приурочено большое число рудных объектов, в том числе и крупных комплексных месторождений стратегических металлов.

Пространственный ГИС-анализ показывает, что в разные периоды формирования гранитоидов, соотношение пород магнетитовой и ильменитовой серий значительно варьирует (**Рис. 2**). Например, кайнозойские гранитоиды, преимущественно относятся к магнетитовой серии. Мезозойские интрузии, несмотря на значительные объемы пород магнетитовой серии, по соотношению двух- и трехвалентного железа в составе окислов, в основном, можно отнести к ильменитовой серии. То же можно сказать о неравномерно распределенных палеозойских гранитоидах, за исключением пермских магматитов (Таймыр), что, скорее всего, может быть связано с активизацией суперплюма в пермско-триасовый период.

*Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 18-05-70001).*

## ПУТИ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМ НЕЙТРАЛИЗАЦИИ ЗАТОПЛЕННЫХ ЭКОЛОГИЧЕСКИ ОПАСНЫХ ОБЪЕКТОВ

*Дробаденко В.П. (МГРИ, drobadenko@mail.ru),  
Клочков Н.Н. (МГРИ, dstr415@gmail.com), Луконина О.А. (МГРИ, lu\_19-12@mail.ru),  
Калинин И.С. (kalin\_i@mail.ru)*

### Аннотация

Проведен анализ научно-технической литературы, нормативно-технической документации по проблеме затопления, хранения, нейтрализации и утилизации затопленных радиоактивных и химических объектов. Определены перспективные направления решения задач по нейтрализации действия экологических опасных затопленных материалов и снижению риска возникновения экологических катастроф. Проведенный анализ методов нейтрализации и изоляции затопленных отходов свидетельствует о малой перспективности направления по поднятию и перезахоронению подводных объектов. Показано, что основное направление развития данных технологий связано с поиском решений по изоляции затопленных судов непосредственно на дне моря путем заиливания, засыпки и бетонирования. Для реализации данного направления целесообразно использовать установки непрерывного гидродинамического действия (эрлифтные, эжекторные, загрузочно-обменные аппараты). Предложен способ изоляции затопленных объектов, обеспечивающий надежность и простоту технологии формирования изоляционного покрытия.

**Ключевые слова:** затопленные объекты, твердые и жидкие радиоактивные отходы, химические боеприпасы, ртуть, захоронение и консервация, нейтрализация, локализация, экологические последствия, изоляция, комплексная технология, оборудование непрерывного действия, эрлифты, загрузочные аппараты, Балтийское море, патенты.

В 2005 году Международная исследовательская экспедиция обнаружила близ побережья Норвегии на глубине 150 м лежащую на дне немецкую субмарину времен Второй мировой войны с 65 тоннами ртути, находящейся в 1875 стальных емкостях. Ее обычно используют в атомной промышленности, как способную растворять уран. Есть также данные, что на борту подлодки находится ещё 2 тонны оксида урана в почти 2 тысячах стальных бутылках [1].

Аналогичной и актуальной проблемой являются захоронения радиоактивных и токсичных отходов на дне морей и океанов, которые практиковались многими странами. На конференции Международной морской организации в 1988г. эти факты подтвердили 12 стран, в том числе и сугубо «сухопутные» - Швейцария и Бельгия. Такие захоронения производили США в 1946г., затем Великобритания – в 1949г., Япония - в 1955г., Нидерланды – в 1965 году. Первые сбросы жидких радиоактивных отходов в СССР были связаны с ходовыми испытаниями атомных подводных лодок и атомного ледокола «Ленин» в 1959г. в Белом море [1, 2, 3, 4].

Острейшей проблемой современности являются затопленные химические боеприпасы в акватории Балтийского моря. В заливах Скагеррак и Каттегат в 1946-1947 годах тремя странами антигитлеровской коалиции были затоплены около 300 тысяч химических бомб, снарядов, мин и технологических контейнеров. Основная их часть – 270 тысяч тонн перевозилась ВМС Великобритании и США на 42-60 судах в четыре района этой акватории. Большая угроза исходит от 14 видов токсических веществ, таких как иприт, люизит, адамсит, арсин и других – порядка 50 тысяч тонн [5]. В силу прохождения естественного процесса коррозии в морской воде и за счет

давления верхних слоев нарастает вероятность разрушения нижележащих слоев боеприпасов и соответственно массового выброса отравляющих веществ в воду.

В 2002 году на парламентских слушаниях в России «О захоронении химического оружия в Балтийском море» было отмечено, что данная проблема является актуальной для всего мирового сообщества [6]. Однако, несмотря на то, что ученые различных стран систематически поднимают эту проблему на научных конференциях, никаких реальных действий со стороны прибалтийских стран, ЕС, ООН не предпринимается. До настоящего времени не рассекречена вся информация о затопленном химическом оружии. Более того, по истечению срока давности грифа секретности в 1997 году Великобритания и США продлили его на 20 лет. Так как и этот срок истек, остается надежда, что в ближайшее время появится возможность картировать все затопленные суда и провести их обследование на предмет аварийности состояния. Тогда появится возможность организации постоянного мониторинга каждого отдельного объекта и принятия своевременных мер по уменьшению отрицательных последствий воздействия каждого объекта на окружающую среду.

Для нейтрализации угрозы морской фауны и флоры токсическими и радиоактивными веществами специалисты предлагают различные технологии, включающие подъем и перезахоронение судов на больших глубинах океана, вскрытие на месте трюмов для разгрузки, вывоза и уничтожения опасных объектов, накрытие «судов-могильников» различными саркофагами: «Монолит», «Кокон», «Обелиск» и т.п. А также изоляция этих объектов специальными композитными материалами – акваполимерами. Есть сведения о поиске и выявлении природных штаммов микроорганизмов, которые способны полностью разлагать иприт, люизит, адамсит, арсин [7, 8, 9].

Однако, каждый из этих способов неприемлем по разным причинам: либо требует чрезмерных затрат, либо очень продолжителен (до 20 лет), либо чрезвычайно опасен или сложен. Например, в момент подвижки судна или окружающего грунта может произойти окончательная разгерметизация контейнеров с химическими боеприпасами. По мнению российских специалистов, трогать их нельзя, так как в боеприпасах также содержатся взрывчатые вещества, образующие при взаимодействии с морской водой пикриты, чувствительные к ударам и толчкам. Поэтому российские ученые предлагают использовать метод «капсулирования» судов прямо на морском дне, в основе которого лежит принцип закачки в эти суда бетона.

Анализируя ряд проектов, предложенных российскими и иностранными специалистами за последние годы, следует отметить, что на сегодняшний день основное направление разработчиков связано с поиском решений по изоляции затопленных судов непосредственно на дне моря. Предлагаются следующие варианты:

заполнение корпуса подводного судна изолирующей смесью с борта бурового плавсредства;

предварительное покрытие всего объекта захоронения гибкой сеткой с последующей заливкой цементным раствором;

засыпка объекта гравием с поверхности моря с последующей заливкой бетоноподобной смесью.

Эти варианты технологии захоронения, по нашему мнению, имеют следующие основные недостатки:

специальные бетонные смеси могут приготавливаться только из доставляемых с берега необходимых компонентов, что требует больших финансовых затрат;

укладка бетона будет производиться на илисто-песчаные наносные отложения, которые в результате многолетней работы придонных течений имеют значительную



мощность, что соответственно может привести к некачественному бетонированию и созданию дополнительной нагрузки на поврежденные коррозией боеприпасы;

к использованию предлагаются непроизводительные, цикличные технологические способы обычной гравитационной укладки изолирующих материалов, что в свою очередь потребует проведения оперативных непрерывных измерений скорости и направления течений над подводным объектом для обеспечения точности отсыпки; в противном случае возможен большой перерасход доставляемых материалов;

ни в одном из вариантов не предлагается использования, как известно, более экономичной техники непрерывного действия, например, эрлифтных, эжекторных и других конструкций, способных обеспечивать выемку и транспортирование двух- и трехфазных смесей.

Проведенные научной группой ИПКОНа патентные исследования, под руководством академика РАН К.Н.Трубецкого, позволили совместно с кафедрой геотехнологических способов и физических процессов разработки месторождений полезных ископаемых определить направления и развития технологий захоронения, нейтрализации и утилизации подводных экологически опасных объектов.

Предлагаемый способ заключается в том, что, в первую очередь, предусматривается удаление наносного слоя песчано-глинистых отложений, покрывающих подводный объект, с использованием процесса эрлифтирования, либо погружными пневматическими камерными насосами усовершенствованной конструкции. Затем будет проводиться изолирование очищенных объектов бетоноподобной смесью. Приготовление бетонной смеси будет проводиться на борту технологического судна и в процессе гидротранспортирования с использованием разработанных нами многофункциональных аппаратов, использующих энергию искусственного смерча. При этом наполнителем смеси может являться местный материал, добываемый и подготавливаемый из наносного слоя непосредственно в районе проведения работ, путем отмывки крупнозернистого песка на борту технологического судна от илисто-глинистых фракций. Далее бетонная смесь будет подаваться загрузочно-транспортным аппаратом по нисходящему гибкому трубопроводу на очищенные объекты по площадной или точечной технологии.

Предложенный нами принципиально новый способ захоронения подводных экологически опасных объектов исключает вышеуказанные недостатки. В отличие от них он состоит из последовательно выполняемых технологических процессов, осуществляемых установками непрерывного гидродинамического действия (эрлифтные, эжекторные, загрузочно-обменные аппараты), использующие кинетическую энергию спутно-закрученных газожидкостных струй (эффект искусственного смерча). Новизна этих установок подтверждена отечественными и зарубежными патентами [10, 11, 12, 13], которые прошли морские опытно-промышленные испытания и подтвердили эффективность и надежность их работы.

### Литература

1. Аргументы и факты от 23.01.2019. «Норвегия просит Россию помочь поднять со дна Северного моря подлодку с ртутью».
2. Вакуловский С.М., Никитин А.И. Чумичев В.Б. «О загрязнении арктических морей радиоактивными отходами западноевропейских радиотехнических заводов». Атомная энергия, т. 58 1985, вып. 6 стр. 445-449.
3. Конвенция по защите морской среды района Балтийского моря 1992 года. Diplomatic of the Baltic Sea Area, Con.doc. №4, Helsinki, 1992.

4. Обзор исследований районов затопления химического оружия, выполненный НГИС «Профессор Штокман» в 1977-2001гг., В.Т.Пака, М.А. Спиридонов.
5. Парламентские слушания «АКДИ Экономика и жизнь», 13 апреля 2002г.
6. Чародеев Г. «Сокровища» Балтийского моря: иприт, люизит, арсин и адамсит. Газета «Известия», 13 сентября 2000г.
7. Костров Л. Снаряды спят, не трогать! «Независимая газета» 15 апреля 2002г.
8. Патент РФ по заявке 32001106722 от 20.05.2003. Док для захоронения затонувших объектов и способ его использования. Агишев Е.Р., Елисеев В.А., Ерпулов М.А., Кондратьев В.А.
9. Патент РФ по заявке №99100356 от 20.10.2000г. Способ изоляции и подъема затопленных объектов и устройство для его реализации. Хмелев А.А., Баглаев Е.Б., Баранов А.Ю., Матвеев С.А.
10. Патент РФ № 2249654 от 10.04.2005. Грунтозаборное устройство земснаряда. Дробаденко В.П., Малухин Н.Г., Луконина О.А., Тимошенко С.В., Лев А.М.
11. Патент РФ по заявке №2355058 от 11.01.2011. Способ захоронения подводных объектов. Трубецкой К.Н., Малухин Н.Г., Дробаденко В.П., Луконина О.А., Остроумова Н.Д., Тимошенко С.В.
12. Патент РФ по заявке №2010130181 от 01.03.2010. Устройство для очистки водоемов. Дробаденко В.П., Малухин Н.Г., Луконина О.А., Тимошенко С.В., Вильмис А.Л.
13. Патент РФ №2558594 от 10.08.2015. Способ ведения массообменных процессов и устройство для его осуществления. Дробаденко В.П., Малухин Н.Г., Луконина О.А., Вильмис А.Л., Ребриков Д.Н.

## ПРОБЛЕМА ОБЛЕДЕНЕНИЯ ОБЪЕКТОВ МОРСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО ПРОМЫСЛА В СУРОВЫХ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ШЕЛЬФА АРКТИКИ

*Мишин В.А. (РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, mishin96@inbox.ru)*

### Аннотация

Обозначена проблема брызгового обледенения на объектах морского нефтегазового промысла. Проведен анализ природно-климатических условий арктического шельфа России, построена карта регионов наиболее подверженных обледенению. Рассмотрены методы предотвращения обледенения. Проведен расчет объемов ледообразования. Предложен метод предотвращения ледообразования путем обогрева поверхности разветвлённой системой труб. Используя формулу Ньютона-Рихмана, проведен расчет основных технологических показателей системы.

**Ключевые слова:** Морские нефтегазовые промыслы, брызговое обледенение, методы предотвращения обледенения, конвективный теплообмен.

Сегодня освоение ресурсов российского арктического шельфа выходят на первый план. За последнее десятилетие около 70% открытых запасов углеводородов было сделано на шельфе, а доля шельфовых месторождений в добыче углеводородов в мире уже составляет порядка 30% [1]. Исходя из этого имеет место предположение, что освоение шельфовых ресурсов углеводородов должно стать приоритетной стратегической задачей Российского нефтегазового сообщества.

Уже реализованные проекты (МСЛП «Приразломная», «Долгинское нефтяное месторождение» и другие), обозначили проблему недостаточности имеющихся технических и технологических решений при разработки нефтегазовых месторождений. Для успешного освоения богатых ресурсов Арктики необходимо решить ряд проблем: конструирование нового (эффективного в Арктических условиях) оборудования, поиск новых технических и экономических решений при создании проектов освоения месторождений.

Арктика - это особая зона, со своими природно-климатическими, экологическими и политическими особенностями, которые ставят проблемы, решение которых предопределяет возможность освоения месторождений. На данный момент каждый реализуемый проект является новаторским со своими технологическими решениями, которые позволяют учесть все особенности данного региона [2].

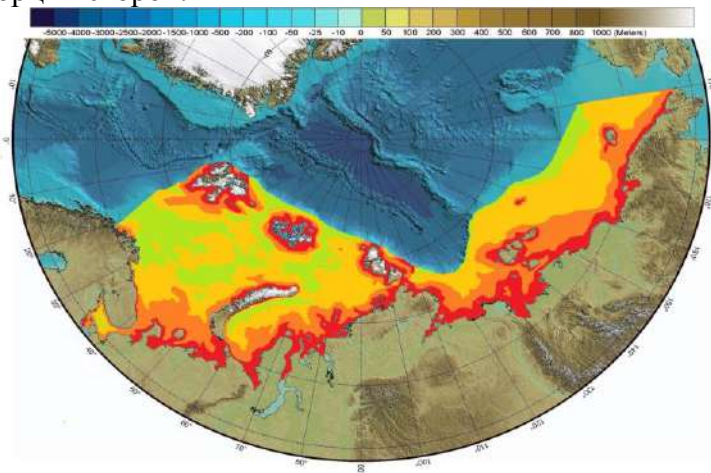
При проектировании судов, морских платформ и других объектов нефтегазодобычи следует обратить пристальное внимание на риск их возможного обледенения.

В данной работе рассмотрены вопросы брызгового обледенения морских объектов нефтегазового промысла, приведены методы борьбы и снижения риска брызгового обледенения, проанализирована климатическая ситуация на шельфе арктических морей Российской Федерации и приведена статистика по несчастным случаям на морских объектах в результате их брызгового обледенения.

Брызговое обледенение – характерное природное явление для морских объектов. При проектировании инженерных сооружений, предназначенных для объектов морского нефтегазового промысла, стоит уделить особое внимание данному явлению. Брызговое обледенение поверхности морских сооружений (бортов, палуб, оборудования, дорожек и др.) происходит в результате попадания воды на эти поверхности, при условии, что температура воды в несколько раз выше температуры воздуха [3].

Интенсивность брызгового обледенения определяется следующими факторами: скорость ветра, температура атмосферного воздуха, температура морской воды, соленость морской воды, направление ветра, физические характеристики волн и зыби (высота, длина, скорость и направление распространения).

Данное явление несет в себе большую опасность как для рабочего персонала промысла (получение травм), так и для оборудования, находящегося на данной поверхности. Лед, образовавшийся при замерзании брызг воды на поверхностях морских объектов, с течением времени нарастает, толщина нижнего слоя становится больше верхнего. Присутствие ветра может значительно увеличить риск несчастных случаев, так как при обледенении лед будет интенсивно образовываться на наветренной стороне объекта, что может привести к значительным дополнительным динамическим нагрузкам и диспропорции сторон.



*Рисунок 1. Карта опасности ледового обледенения объектов морского нефтегазового промысла на шельфе арктических морей*

Цвета обозначены следующие участки:

- - наибольшее ледовое воздействие,
- - угроза существует,
- - угроза минимальна,
- - угроза отсутствует вообще.

В работе проведен анализ природно-климатических условий Арктики, результатом данного анализа стало построение карты с выделением участков арктического шельфа подверженных брызговому обледенению [2]. На карте представлены регионы Баренцевоморской нефтегазовой области (НГО), Карской, Тазовской, Чукотской, Восточно-Сибирской НГО и моря Лаптевых. На рисунке 1 представлены результаты анализа.

С использованием ряда эмпирических формул, была построена математическая модель обледенения поверхности объектов морского нефтегазового промысла, проведены расчеты, на основании которых делается вывод о последствиях и опасности брызгового обледенения [4].

Проанализирован мировой опыт противодействия данному явлению:

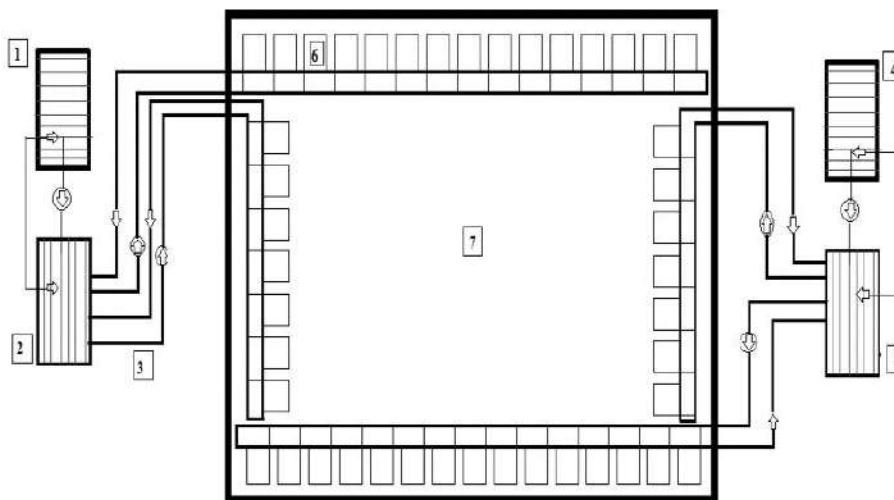
1. Ручной инвентарь для сколки льда;
2. Унифицированные системы водяной защиты;



3. Вибрационно-резонансные механические системы;
4. Химические реагенты;
5. Специальные гидрофобные покрытия.

Данные методы имеют ряд преимуществ, однако, ни один из них не обеспечивает полной нейтрализации последствий брызгового обледенения.

Также предложено свое технологическое решение (обогрев с использованием разветвлённой системы труб, для увеличения температуры поверхности, потенциально подверженной брызговому обледенению) Рисунок 2. На основании модели конвективного теплообмена, с использованием критериев подобия, проведены технические расчеты данного метода и сделан вывод о его целесообразности и эффективности.



**Рисунок 2.** Структурная схема модели.

На рисунке 2 цифрами 1 и 4 отмечены нагревающие печи, сырьем для их работы служит природный газ, печи выбираются необходимой мощности (диапазон необходимых мощностей рассмотрен ниже). Цифрами 2 и 5 обозначены теплообменные аппараты. Цифрой 3 обозначена система алюминиевых труб с внутренним диаметром ( $D_{вн} = 50$  мм), цифрой 6 система алюминиевых труб внутренним диаметром ( $D_{вн} = 10$  мм). Схематическими знаками представлены насосы, позволяющие системе функционировать. По трубам перекачивается антифриз (температура замерзания которого  $T_3 = (-40) - (-50) ^\circ\text{C}$ ).

На основании модели конвективного теплообмена, с использованием критериев подобия, проведены технические расчеты данного метода и сделан вывод о его целесообразности и эффективности.

#### Литература

1. Кузнецов М.А., Севастьянова К.К., Проблемы обустройства морских месторождений российской Арктики: монография. – М.: ТРИАДА ЛТД, 2011. – 73 с.
2. Атлас-справочник по обледенению судов на акваториях Дальневосточных морей: атлас. / Под ред. А.Л. Дунаев. – М.: Наука, 2011. – 21 с.
3. Аксютин Л.Р. Обледенение судов: учебное пособие. – М.: Судостроение, 1979. – 73 с.
4. Дымов В.И., Яковлева Н.П. Численные методы расчета брызгового обледенения судов: учебное пособие. -М.: Гидрометеиздат, 2012. – 56 с.

## РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ В БАРЕНЦЕВОМ МОРЕ

*Надеждинская Е.В. \* (WorleyParsons (INTECSEA), Назаров А.П. (МГРИ)*

### Аннотация

Статья рассматривает текущее состояние вопроса разработки месторождений в Баренцевом море в России. В статье дается краткое описание ситуации в настоящее время, и описываются условия, при которых возможно освоение месторождений на континентальном шельфе, также описаны существующие тенденции в строительстве морских платформ.

**Ключевые слова:** Разработка месторождений на шельфе России, морские месторождения, арктические условия, морские платформы.

Постепенное истощение запасов нефти и газа на суше и обострению мирового энергетического кризиса обусловило необходимость все более и более широкого освоения нефтегазовых ресурсов морского дна, в недрах которого сосредоточено почти в 3 раза больше нефти и газа, чем на суше.

Существенно доля морской нефтегазодобычи в общемировом балансе стала проявляться лишь в 60-е годы. XX в. Рост морской нефтедобычи в настоящее время более чем в 5 раз превышает динамику роста добычи на суше.

### *Доля морской нефтедобычи в мировом балансе*

Доля добычи	1960г.	1970г.	1976г.	1980 г.	1985г.	1995 г.	2005 г.	2020г. (прогноз)
%	8	16	16,5	22,9	30	28	40	65
млн.т.	-	373	469	683	750	700	1000	*

В настоящее время основные континентальные месторождения располагаются в Западной Сибири и постепенно истощаются. Начиная с 1994 г. приросты разведанных запасов не компенсируют добычу. Так, приросты запасов нефти и конденсата остаются на уровне 200 млн. т в год (добыча составляет около 300. млн. т в год), а приросты запасов газа – на уровне 200–250 млрд. м3 в год (добыча около 590 млрд. м3). В 1999 г. прирост запасов нефти и конденсата составил 199 млн. т (добыча 304 млн. т), газа – 210 млрд. м3 (добыча 567 млрд. м3).

Арктическая зона России включает обширные территории от Кольского полуострова до Тихоокеанского побережья Чукотки.

Континентальный шельф арктических морей России общей площадью 2,9 млн. км2 располагает значительным запасом топливных ресурсов. Крупнейшими зональными объектами с ресурсами углеводородов в несколько сотен млн. т. являются: Северо-Гуляевское и Варандейское в Печорском море (удельная плотность до 500 тыс. т/м2); Штокмановское, Ледовое, Лудловское в Баренцевом море (удельная плотность более 300 тыс. т/км2). Одной из наиболее изученных и перспективных по прогнозным запасам углеводородов является акватория Западной Арктики. В Баренцевом и Печорском морях выявлено более 70, а в южной части Карского моря около 50 нефтегазоносных структур. Из многочисленных и разнообразных по составу углеводородов зон нефте- и газонакоплений не менее 15 находится в нефтегазоносной провинции Баренцева моря, более 20 – в Печорском море (субаквальное продолжение Тимано-Печорской провинции), 13 – в Южно-Карской нефтегазоносной области Западно-Сибирской мега-провинции. В бассейнах Западной Арктики (шельф Баренцева и Карского морей) ресурсы газа составляют десятки трлн. м3, причем запасы уже открытых месторождений газа составляют около 50 %, Баренцево-Карский шельф занимает свыше 2,3 млн. км2, в том числе шельф Баренцева и Печорского морей около 1420 тыс. км2, а шельф Карского моря примерно 890 тыс. км2. Максимальная ширина

Баренцево-Карского шельфа составляет 1550–1700 км при протяженности вдоль евразийского побережья свыше 1700 км. Баренцево-Карский шельф изучен наиболее хорошо. Здесь уже открыто 10 месторождений нефти и газа, среди которых 4 гигантских по запасам: Штокмановское (газоконденсатное), Ленинградское, Русановское (газовые) и Приразломное (нефтяное).

Инженерные изыскания на континентальном шельфе характеризуются следующими особенностями:

- спецификой морских нефтегазопромысловых сооружений и нагрузок на них в процессе эксплуатации;
- выполнением практически всех видов изысканий со специализированных или приспособленных судов, плавучих установок, понтонов или со льда;
- необходимостью широкого использования дистанционных методов исследований геолого-литологического разреза и рельефа дна;
- спецификой морских условий, требующих использования современных и эффективных способов бурения, методов геодезической привязки, промеров и съемок в связи с большой удаленностью от берега.

В состав инженерных изысканий для строительства объектов на континентальном шельфе входят:

- инженерно-геодезические изыскания;
- инженерно-геологические изыскания;
- инженерно-гидрометеорологические изыскания;
- инженерно-экологические изыскания.

Инженерные изыскания на морских месторождениях нефти и газа выполняются для обеспечения постановки и эксплуатации ПБУ под поисково-разведочное бурение на стадии геологоразведочных работ и для обеспечения разработки предпроектной документации обустройства промысла на стадии «Обоснования инвестиций» и проектной документации (ТЭО (проект) и рабочая документация) на строительство объектов обустройства.

Морское бурение наравне с береговым имеет взаимоисключающий ряд как преимуществ, так и недостатков, но на сегодняшний день оба метода активно применяются ввиду большого спроса по всему миру. Около 60% залежей нефти и газа расположены в акватории.

Морские буровые установки представляют собой сложные инженерные сооружения различного архитектурно-конструктивного типа. Конструкции платформ могут значительно различаться в зависимости от глубины, на которой находится цель бурения, а также от характеристик месторождения.

Морские буровые установки оснащаются необходимым оборудованием для транспортировки добытых ресурсов на берег либо с помощью трубопровода, либо плавящего нефтехранилища или грузового танкера. Необходимые для обеспечения процесса нефтегазовой добычи технологические элементы, включают в себя: сепараторы (распределители), производственные коллекторы, гликолевые дегидраторы для осушения природного газа, насосы предназначенные для нагнетания воды в пласт, газовые компрессоры, измерители экспорта нефти/газа и мощные насосы основной линии добычи<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> Калинин А.Г., Левицкий А.З., Никитин Б.А., Технология бурения разведочных скважин на нефть и газ: Учеб. для вузов. – М.: Недра, 1998 – 441с.

Все морские буровые установки обладают определенной автономностью, которая обеспечивается генераторами энергии и опреснителями воды, установленными на ней.

Вместе с тем для пополнения запасов установки используются обслуживающие суда поддержки, выполняющие функцию снабжения. Также возможны вспомогательные функции - буксировка платформы к точке бурения, резервное место для спасения людей, противопожарные меры. При всем этом используются чрезвычайные суда поддержки, которые привлекаются при аварийных ситуациях, а также в случае вынужденных спасательных операций.

Анализ строительства морской платформы для разработки Ледового месторождения произведено на примере разработки Штокмановского газоконденсатного месторождения. Разработка Штокмановского газоконденсатного месторождения создает основу для промышленного освоения углеводородного потенциала арктического шельфа, а также укрепляет позицию России в качестве ведущего игрока не только на европейском газовом, но и на глобальном энергетическом рынке.

Моделью для разработки являлась Морская полупогружная буровая платформа Moss CS-50 (Поставщик: "Севмаш, производственное объединение", ОАО) для размещения на Штокмановском газоконденсатном месторождении.

В соответствии с принятым в настоящее время физико-географическим районированием район ШГКМ относится к атлантической области арктического пояса. Наиболее характерной ее особенностью является сильное воздействие циклонической циркуляции. Здесь отмечается характерная для арктического пояса междусуточная изменчивость метеорологических элементов, особенно зимой.

Основными природными опасностями в районе размещения ППБУ являются волновые, ветровые и ледовые нагрузки.

#### **Литература:**

1. Повалихин А.С., Калинин А.Г., С.Н. Бастриков С.Н., Солодкий К.М., Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин./ Под ред. д.т.н., проф. Калинина А.Г. – М: Изд. ЦентрЛитНефтеГаз, 2011. – 647с.
2. Инженерные изыскания на континентальном шельфе для строительства нефтегазопромысловых сооружений, СП 11-114-2004, Государственный комитет Российской Федерации по строительству и жилищно-коммунальному комплексу – М.: ГОССТРОЙ России, 2004.
3. Под общей редакцией д.к.н., проф. Соловьев Н.В., Бурение разведочных скважин, - М.: Высшая школа, 2007. – 903с.
4. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Никитин Б.А., Технология бурения разведочных скважин на нефть и газ: Учеб. для вузов. – М.: Недра, 1998 – 441с.
5. Воздвиженский Б.И., Голубинцев О.Н., Новожилов А.А., Разведочное Бурение – М.: Недра, 1979. – 504с.
6. Патин С.А., Нефть и экология континентального шельфа. – М.: Изд-во ВНИРО, 2001. – 247с.
7. Ахмеджанов Т.К., Ыскак А.С., Освоение шельфовых месторождений, Алматы, 2008
8. Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа: Арктика и Дальний Восток (ROOGD-2016): тезисы докладов VI Международной научно-технической конференции 25-26 октября 2016г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – 124с.



## ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ НАМЫВА ШТАБЕЛЯ КУЧНОГО ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ

*Салахов И.Н. (МГРИ, [ilmirest@yandex.ru](mailto:ilmirest@yandex.ru))*

### Аннотация

Отмечается, что кучное выщелачивание позволяет рентабельно перерабатывать золотосодержащее сырье с низким содержанием металла и приобретает в настоящее время все большую актуальность. Однако, формирование штабеля традиционным насыпным способом землеройной техникой (экскаваторами, скреперами, бульдозерами и автосамосвалами) нередко ведет к слеживанию и переуплотнению горной массы, а при наличии глинистых частиц приводит зачастую к кольматации - снижению и возможной полной потере проницаемости рудного штабеля.

Предлагаемая гидромеханизованная технология намыва штабеля основана на нескольких патентах РФ, в том числе использующих эффект энергии коаксиально-закрученных вихревых потоков (эффекта искусственного смерча) в грузочно-транспортном аппарате. При этом обеспечиваются высокие скорости массообмена и интенсифицируются различные гидрометаллургические процессы (выщелачивание, сорбция, десорбция).

Сооружение штабеля для кучного выщелачивания предлагаемым способом позволяет формировать его высоконасыщенной гидросмесью (более 40% по объему) с крутыми уклонами наружного откоса намываемой поверхности (углом наклона более 40°) и, что немаловажно, более рыхлой структурой, чем при насыпном методе. Этот фактор увеличивает фильтрационные свойства штабеля при орошении растворами реагента, обеспечивая интенсивный доступ к выщелачиваемому ценному компоненту.

Приводится технологическая схема формирования штабеля кольцевым сосредоточенным намывом.

**Ключевые слова:** намыв, штабель, кучное выщелачивание, грузочно-обменные аппараты, раствор реагента, эффективность, насыпной способ, фильтрационные свойства, слеживание, переуплотнение, рыхлая структура, фильтрационные свойства, формирование, распределительные трубопроводы, коаксиально-закрученные струи.

Технология кучного и кюветного выщелачивания позволяет рентабельно перерабатывать золотосодержащее сырье с низким содержанием металла и приобретает в настоящее время все большую актуальность. При этом, как известно, транспорт руды к подготовленному основанию осуществляется автосамосвалами, а формирование штабеля осуществляется их разгрузкой по наклонным съездам с последующим выравниванием отсыпанных слоёв бульдозерами при отсыпке кускового залеживаемого материала, либо отсыпкой доставленной автотранспортом породы в штабель с помощью экскаваторов или скреперов (при наличии в горной массе глины имеется тенденция к слеживанию и переуплотнению). Далее перед началом выщелачивания на поверхности штабеля монтируется система орошения из труб различного диаметра, либо нарезаются траншеи для подачи раствора реагента с последующим орошением горной массы кучи и со сбором профильтрованных через неё продуктивных растворов. [1]

К недостаткам такого способа подготовки сырья к выщелачиванию следует отнести сложность и многостадийность технологии формирования штабеля, использование большого количества специальных машин и механизмов на транспортных работах, а также использование погрузочных и транспортных машин для

вывоза выщелоченной горной массы. Однако самым существенным недостатком такого способа является невысокая эффективность и увеличение длительности процесса извлечения металлов при фильтрации растворов под действием сил гравитации. В частности, практических при любой организации технологии подачи растворов на штабель имеет место неоднородность выщелачивания слоёв по высоте кучи. В верхних слоях сырьё может полностью контактировать с растворами реагентов, а далее движение растворов проходит по наиболее доступным направляющим порового пространства с образованием трещин, свищей и вывалов породы, что резко снижает площадь поверхности контакта руды с реагентом, и, соответственно, эффективности процесса в целом.

Кроме того, по мере прохождения растворов через штабель под действием собственного веса и избыточной влажности происходит слеживание горной массы, что постепенно снижает ее проницаемость, замедляет и ухудшает процесс выщелачивания, особенно при переработке пород, содержащих глинистые фракции. Слеживание приводит зачастую к кольтматации и полной потери проницаемости рудного штабеля. Все это требует дополнительных затрат на проведение мероприятий по разрыхлению штабеля (бурение, взрывание, перевалка и т.д.).

Предлагаемая технология основана на применении для кучного и кюветного выщелачивания золота новых гидротранспортных аппаратов, использующих эффект генерации спутно-закрученных вихревых потоков жидкости определенных реагентов. Конструкции аппаратов, разработанных в университете и запатентованных как в России, так и за рубежом (США, Франция, Германия, Япония, Канада, Индия), обеспечивают высокие скорости массообмена и интенсифицируют различные гидрометаллургические процессы (выщелачивание, сорбцию, десорбцию).

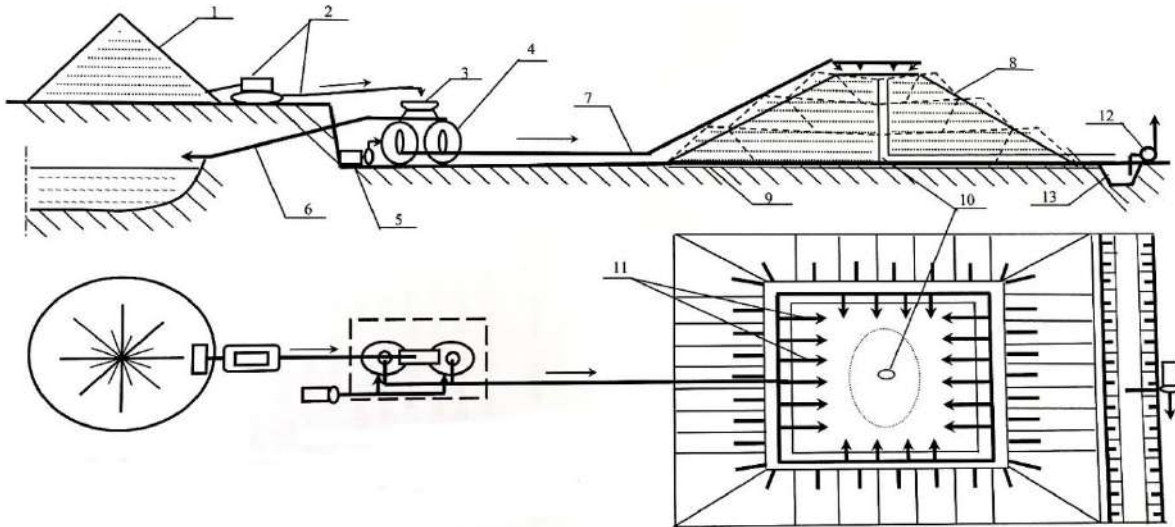
Сооружение штабеля для кучного выщелачивания средствами гидромеханизации с применением грузочно-транспортных аппаратов, выгодно отличается от традиционного насыпного способа. Аппараты, с использованием кинематической энергии коаксиально-закрученных струй (искусственного смерча [2,3]), позволяют формировать и транспортировать высоконасыщенную двухфазную смесь с объемной концентрацией более 35-40% и сооружать штабель с крутыми уклонами наружного откоса намываемой поверхности со значениями более 0,5 (угол наклона  $>40^\circ$ ). При этом, обладая более рыхлой структурой, он характеризуется повышенными фильтрационными свойствами, и при орошении раствора реагента, обеспечивается доступ к выщелачиваемому ценному компоненту (металлу).

Способ формирования штабеля руды методом намыва заключается в использовании в качестве пульпообразующей и гидротранспортирующей среды – напорного потока воды.

Укладка горной массы производится путем организованного управления выпуском гидросмеси и принудительного ограничения контуров возводимого сооружения. Распределительные трубопроводы состоят из труб, соединяемых быстроразъемными соединениями.

Намыв из распределительных трубопроводов производится либо сосредоточенно, либо рассредоточено. В первом случае гидросмесь выпускается из торца трубы, во втором – из отверстий, находящихся на равных расстояниях друг от друга по длине распределительного трубопровода, или же через зазоры в стыках труб, которые образуются путем сдвижки последних относительно друг друга.

Распределительные трубопроводы укладываются вдоль обоих откосов намываемого сооружения (двухсторонняя схема) или только со стороны низового откоса (односторонняя схема). Встречаются и другие схемы укладки труб (рис.1).



**Рисунок 1.** Технологическая схема формирования штабеля кольцевым рассредоточенным намывом.

1 – хвосты обогащения; 2 – погрузчик с конвейером для загрузки; 3 – загрузочный бункер; 4 – гидротранспортный аппарат вихревого пульпоприготовления; 5 – насос для воды или раствора реагента; 6 – слив глинистой суспензии и самотечный транспорт к месту складирования; 7 – пульпопровод; 8 – штабель из намывных пород; 9 – основание; 10 – дренажный колодец; 11 – кольцевой рассредоточенный намыв штабеля; 12 – насос для подачи продуктивных растворов на переработку; 13 – дренажная канава.

Способ формирования штабеля руды методом намыва заключается в использовании в качестве пульпообразующей и гидротранспортирующей среды – напорного потока воды.

Укладка горной массы производится путем организованного управления выпуском гидросмеси и принудительного ограничения контуров возводимого сооружения. Распределительные трубопроводы состоят из труб, соединяемых быстроразъемными соединениями.

Намыв из распределительных трубопроводов производится либо сосредоточенно, либо рассредоточено. В первом случае гидросмесь выпускается из торца трубы, во втором – из отверстий, находящихся на равных расстояниях друг от друга по длине распределительного трубопровода, или же через зазоры в стыках труб, которые образуются путем сдвижки последних относительно друг друга.

Распределительные трубопроводы укладываются вдоль обоих откосов намываемого сооружения (двухсторонняя схема) или только со стороны низового откоса (односторонняя схема). Встречаются и другие схемы укладки труб (рис.1).

Поток гидросмеси поступает на внешний откос сооружения формирует намывной штабель, а вода отводится за пределы сооружения обычно при помощи сбросных колодцев, соединенных со сбросными коллекторами или трубами. Отвод воды может производиться путем откачки насосами или с применением сифонов.

Этот способ может быть также применен при использовании для выщелачивания агрессивных реагентов, при значительном разбавлении раствора выщелачивающего реагента в процессе обесшламливания перед созданием высоконасыщенной пульпы, транспортировки и формирования штабеля. При намыве штабеля водой он имеет все преимущества рыхлой структуры, но перед началом кучного выщелачивания необходимо, чтобы штабель дренировался в течение 2-5 суток.

Подача рабочих реагентов в процессе проведения кучного выщелачивания (или довыщелачивания), отмывки и обезвреживания штабеля по ранее проложенным при намыве распределительным трубопроводам и выпускным патрубкам в дискретные

точки штабеля обеспечивает равномерность поступления и прохождения вышеперечисленных компонентов через породу и не требует сооружения специальной системы орошения.

Регулирования расхода в процессе подачи на штабель выщелачивающих растворов, оборотной технологической воды или обезвреживающих растворов с помощью запорной арматуры, установленной на выпускных патрубках для управления процессом намыва, обеспечит высокую эффективность проведения завершающих технологических процессов и возможность осуществления оперативного контроля и корректировки непосредственно при проведении соответствующих технологических операций.

Разборка отмытого и обезвреженного штабеля возможна с помощью гидромониторов с последующим гидротранспортом выщелоченной породы к месту постоянного складирования. Это позволяет, прежде всего, организовать высокоэффективный поточный процесс разборки – транспорта – укладки выщелоченной породы в кратчайшие сроки при минимальных затратах энергоносителей, резком сокращении задействованной на этих процессах землеройно-транспортной техники, материальных и людских ресурсов.

Гидромеханизированная технология переработки выщелоченного штабеля позволяет также повысить эффективность всего способа в целом путем совмещения процесса разборки штабеля с помощью гидромониторов с процессом отмывки при подаче в них технологической воды, а процесс гидротранспортирования выщелоченной породы к месту постоянного складирования совместить с процессом обезвреживания путем транспортирования пустой породы в потоке нейтрализующего, либо обезвреживающего реагента, что значительно ускоряет процесс переработки штабеля.

В конечном итоге, технология кучного выщелачивания позволяет при относительно небольших и эксплуатационных затратах, в короткий срок увеличить выпуск валютного и других ценных металлов с минимальным ущербом для окружающей среды.

### Литература

1. Геотехнология. Кучное выщелачивание бедного минерального сырья. Водолазов Л.И., Дробаденко В.П., Лобанов Д.П., Малухин Н.Г. М. Изд-во «А и Б» 2000 г.
2. Способ кучного выщелачивания. Патент РФ №2095562 от 10.11.1997 г. Дробаденко В.П., Малухин Н.Г., Скрипченко В.В., Луконина О.А., Мальцев Г.Б., Остроумова И.Д.
3. Технология сооружения штабеля кучного выщелачивания средствами гидротранспортирования. Дробаденко В.П., Вильмис А.Л., Луконина О.А., Салахов И.Н. Стратегия развития геологического исследования недр. Настоящее и будущее. Материалы конференции к 100-летию МГРИ-РГГРУ, стр. 492. 2018 г.



## МИГРАЦИОННО-ГЕОДИНАМИЧЕСКАЯ ПРИРОДА СЛУЧАЕВ КАРДИНАЛЬНОГО ОТКЛОНЕНИЯ ОТ КЛАССИЧЕСКИХ ФИЗИКО- ХИМИЧЕСКИХ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ

*Касьянова Н.А. (МГРИ, [nkasyanova@mail.ru](mailto:nkasyanova@mail.ru))*

### **Аннотация**

На примере верхнемеловых залежей углеводородов месторождений Терско-Сунженской нефтегазоносной зоны рассмотрены фактические нередко встречающиеся случаи кардинального отклонения от основополагающих в нефтегазовой геологии физических и химических закономерностей: 1) увеличения давления и температуры с глубиной, 2) увеличения/уменьшения плотности нефти от содержания в ней асфальтеново-смолистых веществ. Сделан вывод о том, что подобные случаи, выходящие за рамки традиционных научных представлений, имеют логическое решение с геодинамической точки зрения и миграционно-геодинамическую природу, что основано на результатах анализа данных комплексного геодинамического и промыслового мониторинга, выполненного на локальном и скважинном уровнях.

**Ключевые слова:** современная аномальная геодинамика, современные миграционные процессы, проницаемые для флюидов разрывные нарушения.

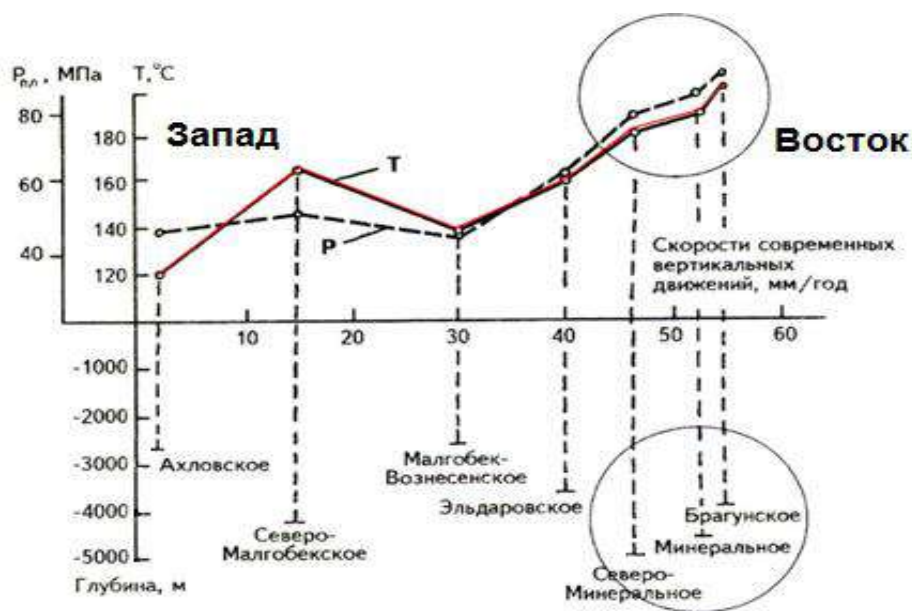
**Введение.** В геолого-геохимических исследованиях при проведении статистического анализа в массиве исходных данных иногда встречаются так называемые ураганные значения (проб, замеров), которые «выбиваются» из общего массива данных и на практике, как правило, подлежат отклонению и исключаются из общего процесса анализа.

Вместе с тем, именно такие ураганные значения (если, конечно, они не являются грубыми ошибками), выходящие за рамки традиционных научных знаний, представляют наибольший научный интерес. Исключив их из процесса исследования навсегда упускается шанс получения возможно принципиально новых научных знаний.

Ниже рассмотрены два примера фактических случаев отклонения от известных физико-химических зависимостей и результаты выяснения их причин, для чего использованы новые знания, в частности, характеризующие особенности динамического состояния геологической среды.

**Факт несоблюдения зависимости начальных значений пластового давления и температуры от глубины.** На рис. 1 представлены графики зависимостей начальных значений пластового давления и температуры в верхнемеловых залежах углеводородов (УВ) от глубины их залегания. Из графиков следует, что термобарические условия в верхнемеловых залежах УВ месторождений (Брагунское, Минеральное), расположенных в восточной части Терско-Сунженской нефтегазоносной зоны (НГЗ), являются аномально повышенными.

В частности, в пределах месторождений Минеральное и Брагунское значения начальных пластовых давлений и температуры в верхнемеловых залежах существенно превышают (соответственно, на 7 МПа и 10 МПа, на 7°C и 20°C) значения термобарических условий в верхнемеловой залежи соседнего месторождения Северо-Минеральное, залегающей ниже по разрезу, соответственно, на 0,4 и 1,2 км.



**Рисунок 1.** Графики зависимостей значений начальных пластовых давлений и температур в верхнемеловых залежах месторождений Терско-Сунженской НГЗ от глубины их залегания и уровня современной геодинамической нестабильности земных недр.

Формирование аномально высоких термобарических условий в залежах месторождений, расположенных в восточной части Терско-Сунженской НГЗ не случайно и обусловлено особенностями современного геодинамического развития данной территории.

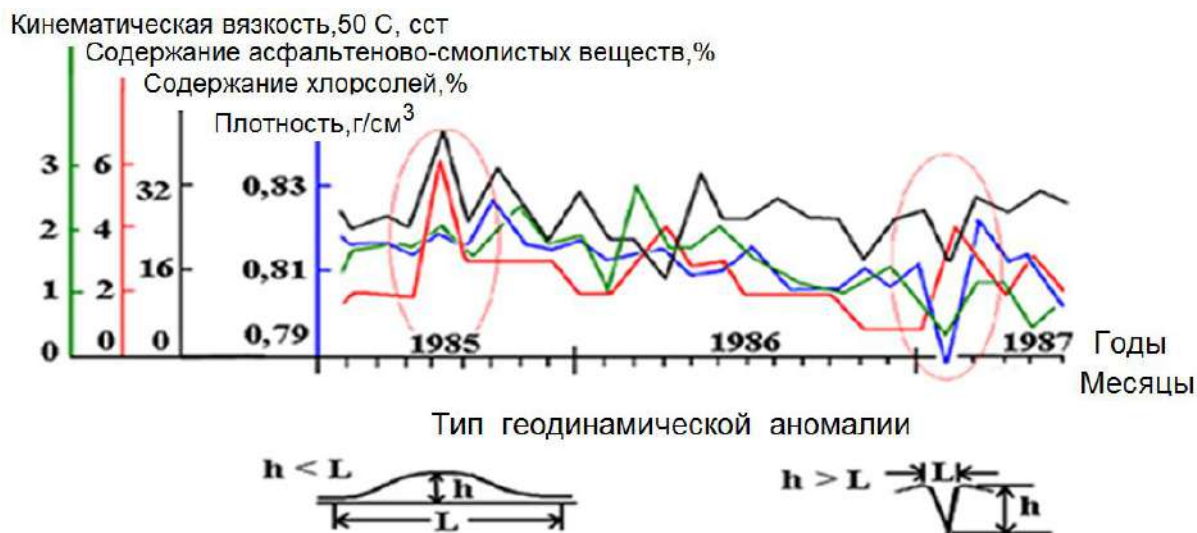
Так, на заключительном этапе геологической истории территория Терско-Сунженской НГЗ испытывала и до сих пор продолжает испытывать высокую неотектоническую нестабильность. В частности, амплитуда новейшего подъема земной коры в пределах данной НГЗ составляет 600-1800 м [1], скорости современных вертикальных (восходящих) тектонических движений достигают 50-55 мм/год [2] (рис.1). Наибольшие скорости современных восходящих тектонических движений зафиксированы в восточной части Терско-Сунженской НГЗ (месторождения Минеральное и Брагунское). Подобные высокие скорости и характер развития геодеформационных процессов предполагают разрушение большинства осадочных пород и сопровождаются разрывообразованием в пределах наиболее деформируемых участков (в своде поднятий). Следует отметить, что плотные известняки позднемелового возраста в пределах Терско-Сунженской НГЗ, с которыми связаны верхнемеловые залежи, характеризуются повышенной трещиноватостью, тогда как в других нефтегазоносных районах Предкавказья такие же известняки позднемелового возраста являются региональной покрывкой.

Аномально повышенные термобарические условия в верхнемеловых залежах УВ месторождений Минеральное и Брагунское имеют миграционно-геодинамическую природу и сформированы благодаря поступлению снизу (из нижезалегających залежей УВ) по открытым трещинным каналам более прогретых флюидов.

**Факт несоблюдения классической прямой зависимости плотности нефти от содержания в ней асфальтеново-смолистых веществ**, установленный в ходе анализа соответствующих параметров, характеризующих физические свойства и химический состав верхнемеловой нефти, полученных в мониторинговом режиме на скважинном уровне (скв. 209, месторождение Октябрьское) [3].

На рис. 2 приведены результаты анализа данных комплексного геохимического и геодинамического мониторинга, выполненного в период V.1985-V.1987 гг.

Контролируемые геохимические данные - физические свойства (плотность и кинематическая вязкость) и состав (содержание смолистых веществ и хлорсолей) верхнемеловой нефти из скв. 209 Октябрьского месторождения Терско-Сунженской НГЗ (с частотой опроса 1-3 месяца). Контролируемые геодинамические параметры - скорости современных вертикальных тектонических движений, установленные геодезическими повторными измерениями в пределах расположения скв. 209 (с частотой опроса 3-5 месяцев).



**Рисунок 2.** Изменение состава и физических свойств верхнемеловой нефти из скважины 209 Октябрьского месторождения Терско-Сунженской НГЗ в зависимости от изменения геодинамического режима в районе данной скважины

**Результаты интерпретации геодинамической информации.** Участок расположения скв. 209 за наблюдаемый период дважды испытал геодинамическую активность: в августе 1985 г. и в январе-феврале 1987 г. Если в первом случае геодинамические усилия (тип - сжатие, земная поверхность воздымается) были реализованы в земной коре путем формирования объемных (безразрывных) деформаций, то во втором случае – произошли более интенсивные и импульсивные тектонические движения, которые привели к разрушению пород и разрывообразованию (обновлению/новообразованию). Геодезические измерения в данный временной интервал в районе скв. 209 фиксируют локализованное по площади и времени резкое проседание земной поверхности.

**Результаты анализа геохимической информации.** В динамике, в частности, изменения величины плотности верхнемеловой нефти из скв.209 выделяются два периода с характерным ее изменением, эти периоды совпадают по времени с формированием двух вышеописанных геодинамических аномалий.

В августе 1985 г. наблюдается как никогда синхронное изменение всех рассматриваемых параметров нефти (увеличение плотности, кинематической вязкости, содержания в ней смолистых веществ и хлорсолей), что не противоречит нефтегазовым геохимическим законам. В этот период участок расположения скважины 209 находился в условиях умеренного тектонического сжатия, о чем свидетельствует локальное воздымание земной поверхности без признаков разрывообразования.

В период январь-февраль 1987 г. зафиксировано резкое уменьшение значений плотности и кинематической вязкости нефти при одновременном резком увеличении

асфальтеново-смолистых веществ в составе этой нефти, что трудно объяснить с точки зрения традиционных научных представлений в области геохимии нефти и газа.

Если учесть высокий уровень современной геодинамической нестабильности территории на зональном и скважинном уровнях, возможность быстрой реструктуризации порово-трещинного пространства и вертикальной миграции флюидов по открытым трещинным каналам, то зафиксированный факт отклонения от классической геохимической зависимости уже не кажется парадоксальным и представляется следующим образом:

- локальное поступление (по вновь образованным или периодически обновляемым разрывным нарушениям) в рассматриваемую залежь более легкой и более прогретой нефти из нижезалегающих залежей УВ приведет к локальному аномальному уменьшению плотности и кинематической вязкости нефти (рис. 2, см. период январь-февраль 1987 г.);

- увеличение процентного содержания в рассматриваемой верхнемеловой нефти асфальтеново-смолистых веществ связано: а) с дополнительным поступлением асфальтеново-смолистых веществ в составе мигрирующей снизу нефти, б) с быстрым «уходом» легких фракций из верхнемеловой нефти вверх по разрезу по разрывным нарушениям. *Справка:* подавляющее большинство разрывных нарушений Терско-Сунженской НГЗ проявляет неотектоническую активность и трассируется вплоть до земной поверхности, создавая условия для сквозной миграции флюидов, в первую очередь, легких фракций;

- уменьшение плотности и вязкости верхнемеловой нефти при одновременном увеличении содержания в ней асфальтеново-смолистых веществ в пределах локального участка (скв. 209) указывает на то, что процесс «ухода» легких фракций нефти из верхнемеловой залежи здесь происходит быстрее, чем поступление флюидов снизу.

Таким образом, по мнению автора, обнаруженные при проведении статистического анализа «ураганные» значения параметров, характеризующих динамическую геологическую среду и флюидные системы, следует не исключать из анализа как «не вписывающиеся» в традиционные научные представления, а считать большой удачей, поскольку именно они могут явиться ключиком для понимания/установления пространственно-временных особенностей и взаимосвязей между изменением современного напряженно-деформационного состояния земных недр и флюидодинамических систем.

### Литература

1. Милановский Е.Е. Новейшая тектоника Кавказа. М.:Наука,1968. 499 с.
2. Касьянова Н.А. Экологические риски и геодинамика. М.:Научный мир, 2003.332 с.
3. Касьянова Н.А., Гусева А.Н. Роль геодинамического фактора в формировании свойств и состава нефтей в пределах складчатых и платформенных областей. М.:Геоинформмарк, 1998. 48 с.



## ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ МЕТАНА УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ - ОТ СЕЙСМИЧЕСКОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ К ПРОГНОЗУ РАЗРАБОТКИ

*Григорий Ваньков. (АО «Газпром Промгаз», G.Vankov@promgaz.gazprom.ru),  
Кузнецов Роман. (ООО «Газпром проектирование»,  
R.Kuznetsov@promgaz.gazprom.ru)*

### **Аннотация**

В 2018 году ООО «Газпром проектирование» выполнило работы по сейсмической интерпретации, построению геологической модели, подсчету запасов и проектированию разработки Талдинского метаноугольного месторождения. Особенности проведения данных работ, отличия в процессе моделирования изложены в данной публикации.

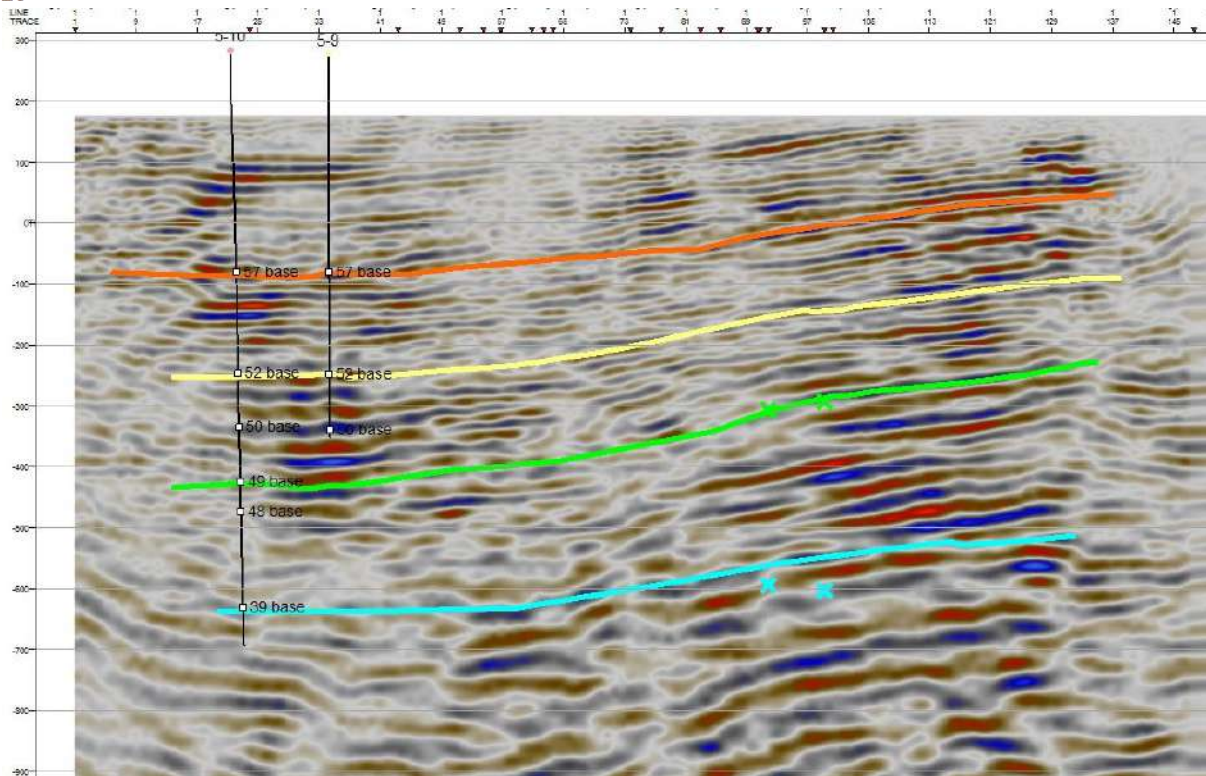
**Ключевые слова:** метан угольных пластов, сейсмическая интерпретация, геологическое моделирование, гидродинамическое моделирование.

### **Геологическое моделирование.**

Талдинское метаноугольное месторождение разбито на 6 блоков по стратиграфической приуроченности и степени изученности. Месторождение открыто в 2008 году. С 2011 года Юго-Восточный блок введен в пробную эксплуатацию. Данный блок наиболее изучен - на нем выполнены сейсморазведочные работы МОВ ОГТ 2д и пробурено семь разведочных скважин, переведенных в эксплуатационный фонд.

Ранее на территории Юго-Восточного блока была построена геологическая модель, основанная на результатах бурения скважин. По результатам интерпретации сейсморазведочных работ МОВ ОГТ 2д и НВСП в 2018 году уточнена морфология залегания угольных пластов. Это не привело к значительным изменениям модели в центральной и восточной части Юго-Восточного блока (где угольные пласты хорошо изучены бурением и залегают на глубине до 1000м), но уточнили представления о строении более глубокой, западной части блока.

Основным преимуществом использования результатов сейсморазведочных работ стала возможность прослеживания нарушений средней и малой амплитуды. Эта задача имеет большую важность, в связи с тем, что, по результатам прогноза разработки и принятых проектных решений, рекомендуется вариант разработки месторождения горизонтальными пластовыми скважинами. Корреляция скважинных данных с результатами интерпретации сейсмических профилей МОВ ОГТ 2д представлена на рисунке 1.



**Рисунок 1.** Сейсмический профиль с выносом пластоподсечений и линий интерпретации (глубинный домен)

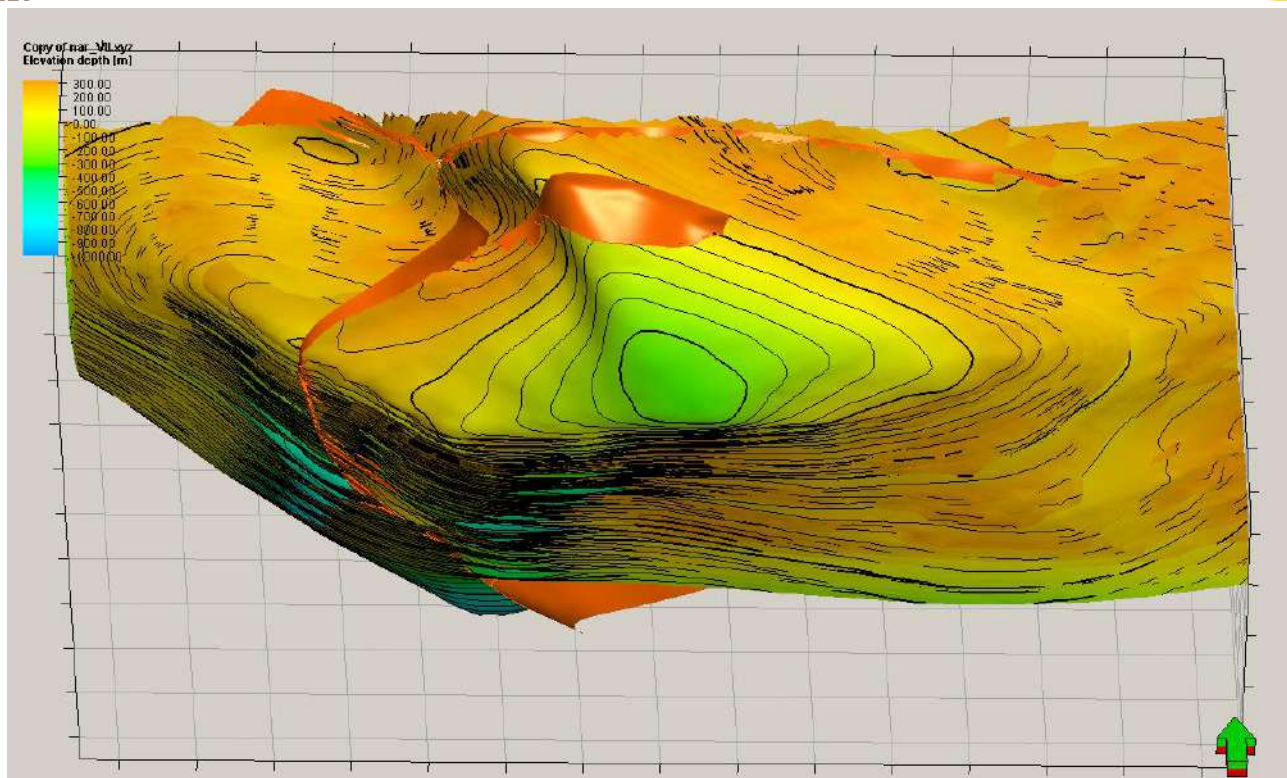
Для оценки ресурсов и подсчета запасов метана угольных пластов выполнено построение двух геологических моделей, более подробной по Юго-Восточному блоку, и общей по остальным пяти блокам.

Основными особенностями и отличиями месторождений метана угольных пластов от классических месторождений в процессе моделирования являются:

1. Отсутствие ГВК и ГНК - метан адсорбирован в матрице угля во всей толще пласта, в модели отсутствует разделение на газовую и водяную части месторождения;

2. Пологие разломы сложной формы, характерные для угольных месторождений, приводят к усложнению структуры пиларов, возникновению артефактов в сетке, нелогичному поведению поверхностей. Как правило, с такими эффектами удастся справиться путем построения беспиларной сетки, однако практика показала невозможность построения качественной гидродинамической модели из беспиларной сетки при использовании имеющихся в нашем распоряжении программных продуктов. Исходя из этого, после построения беспиларного структурного каркаса создается дублирующая сетка, в которой отсутствуют разломы, а перепады глубин в ней заданы флексурами, гидродинамические барьеры - непроницаемостью ячеек, примыкающих к разлому;

3. Большое количество моделируемых поверхностей - в традиционных месторождениях количество структурных поверхностей редко превышает 20 шт., как правило, месторождения имеют 3-6 эксплуатационных объектов, для которых отстраиваются поверхности кровли и подошвы; в случае месторождений метана угольных пластов требуется четкое и точное прослеживание кровли и подошвы отдельных пластов на большой площади - как следствие, выполняется построение поверхностей кровли и подошвы каждого угольного пласта. В модели Талдинского месторождения было построено 57 поверхностей (Рисунок 2);



**Рисунок 2. Трехмерный вид структурного каркаса модели**

4. Угольные пласты залегают в толще вмещающих пород, значительно превышающей их мощность - как следствие, трехмерная сетка имеет неклассический вид. В сетке чередуются ячейки угольных пластов небольшой мощности (от 0,5 до 2 м) с мощными ячейками вмещающих толщ, не представляющих интереса для подсчета запасов и моделирования процесса разработки; мощность таких ячеек варьируется от нескольких десятков до нескольких сотен метров;

5. Подсчетными параметрами при оценке запасов метана угольных пластов являются угленосность, плотность угля, влажность, зольность и метаносность, многие из этих значений изменяются в большей степени по вертикали, чем по латерали, поэтому при исследовании скважин и определении ФЕС пластов требуется установление зависимостей изменения свойств с глубиной. При распределении массивов ФЕС используются как классические процедуры интерполяции значений внутри пласта, так и рассчитанные ранее зависимости изменения свойств с глубиной.

#### **Гидродинамическое моделирование.**

Гидродинамическое моделирование разработки метаноугольных залежей осуществляется на основе геологической модели. Главным отличием при моделировании добычи газа в метаноугольных пластах от традиционной добычи газа является то, что в залежи практически отсутствует свободный газ. Углеводороды представлены в залежи метаном, адсорбированным в матрице угля.

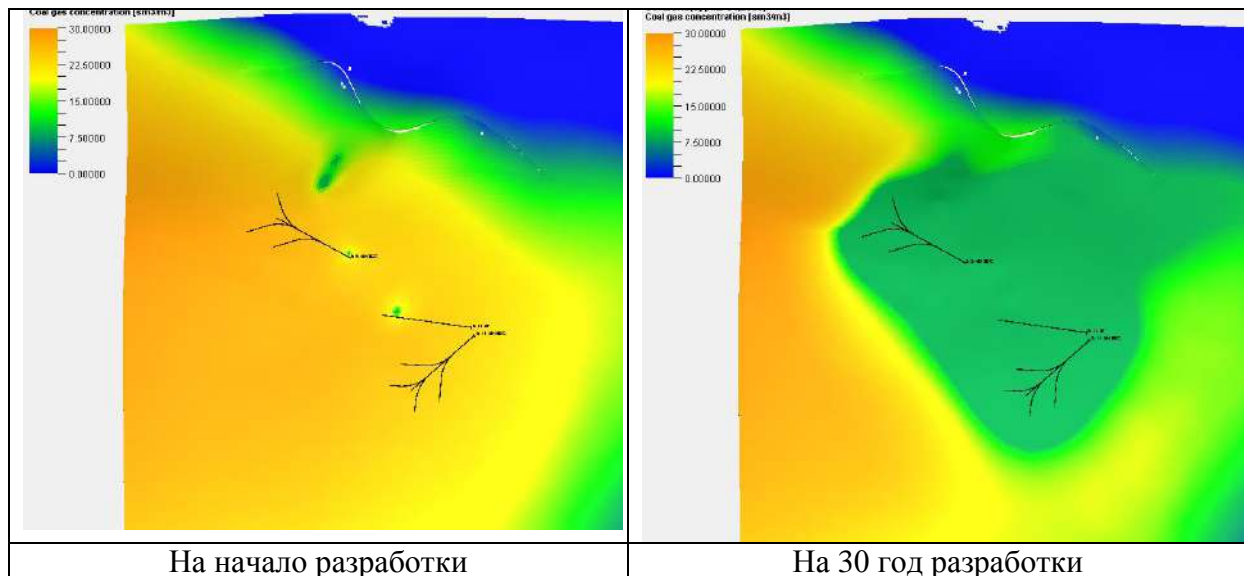
При построении гидродинамической модели проводится распределение метаносности в блоках. Для задания равновесных условий, помимо традиционных параметров, используется изотерма сорбции. Отсутствие свободного газа в угольном пласте предполагает, что пластовое давление выше равновесного давления сорбции. Поэтому первостепенной задачей является моделирование вызова притока газа при снижении пластового давления.

Еще одной сложностью разработки месторождений данного типа являются низкие фильтрационные характеристики пластов. Поэтому для эффективной эксплуатации залежи необходимо проведение мероприятий по повышению газоотдачи.



По результатам моделирования сделан вывод о целесообразности применения горизонтального бурения для увеличения охвата пласта.

Сравнение куба газоносности на начало разработки и на 30 год представлено на рисунке 3.



**Рисунок 3.** Трехмерный вид куба метаносности при разработке горизонтальными скважинами

К основным проблемам гидродинамического моделирования можно отнести невысокую достоверность фильтрационных характеристик пластов и низкую изученность метаноугольных месторождений. К проблематике построений гидродинамических моделей метана угольных пластов можно отнести относительно небольшой отечественный опыт - как в области моделирования, так и интерпретации исходных данных.

Совместное использование сейсмической интерпретации, геологического и гидродинамического моделирования позволяет принимать проектные решения и прогнозировать разработку месторождений метана угольных пластов. Процесс моделирования месторождений угольного метана имеет особенности, отличающие его от классических месторождений. Современные программные продукты позволяют выполнить всю цепочку построений.

### Литература

1. ООО «Газпром проектирование». «Подсчет запасов метана угольных пластов Талдинского метаноугольного месторождения». Москва, 2018.