

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



# **ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ**

## **ТОМ 5**

*Поиски, разведка и подсчет запасов месторождений углеводородов*  
*Цифровые технологии моделирования*  
*осадочных бассейнов и месторождений углеводородов*  
*Освоение минерально-сырьевых ресурсов Арктики и Дальневосточных морей*  
**IX Международной научной конференции**  
**молодых ученых**  
**«Молодые - Научкам о Земле»**

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

*Партнеры конференции:*



**Металлоинвест**



**АЛРОСА**

*При финансовой поддержке:*



**MICROMINE**



**ВИМС**



**Новый Поток**

**23 Октября 2020 | October, 23, 2020**

**Москва | Moscow**



*«Молодые - Наукам о Земле»*

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

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

ISBN 978-5-6045456-0-7

Т. 5 : Развитие новых идей и тенденций в науках о Земле: геология, геотектоника, геодинамика, региональная геология, палеонтология / ред. коллегия: В.А. Косьянов, В.Ю. Керимов, В.В. Куликов. - М. : Издательство РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ, 2020. – 151 с.

ISBN 978-5-6045456-5-2

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

ISBN 978-5-6045456-5-2 (т. 5)  
ISBN 978-5-6045456-0-7

© РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ  
УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ, 2020



## СОДЕРЖАНИЕ

### СЕКЦИЯ «ПОИСКИ, РАЗВЕДКА И ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ»

1. УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ УГЛЕЙ МУГУНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
*Джумаян Н.Р. (АО «ВНИГРИУголь», [narinedzhumayan@mail.ru](mailto:narinedzhumayan@mail.ru)).....6*
2. ОСОБЕННОСТИ ЛИТОЛОГИЧЕСКОГО РАСЧЛЕНЕНИЯ НЕФТЕНОСНЫХ ПОРОД ЗАПАДНО-ЭПАСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО ДАННЫМ КАРОТАЖА  
*Кукушкина О.П.\* (РУДН, [olga.kukushkina@inbox.ru](mailto:olga.kukushkina@inbox.ru)).....9*
3. ПЕРСПЕКТИВЫ И РАССМОТРЕНИЕ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ ДЛЯ ДОСТИЖЕНИЯ КИН ТУЙМАЗИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
*Усманов А.А. (Российский Государственный Геологоразведочный Университет имени Серго Орджоникидзе, [aup.usmanov2012@gmail.com](mailto:aup.usmanov2012@gmail.com)).....13*
4. СТРУКТУРНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ШАРИУФ, ЙЕМЕН  
*Абдулла И. А. (Российский университет дружбы народов), [emad.alshaibani@mail.ru](mailto:emad.alshaibani@mail.ru), Тчаро Х. (Российский университет дружбы народов, [projectil@mail.ru](mailto:projectil@mail.ru)).....19*
5. ВЫБОР МЕСТА ЗАЛОЖЕНИЯ ПОИСКОВОЙ СКВАЖИНЫ ДЛЯ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ПЛАСТА Ю<sub>1</sub> МЕСТОРОЖДЕНИЯ "ИМЕНИ П.МАНГАЗЕЕВА"  
*Закиров Б.А. (МГРИ, [zakir.5nk@gmail.com](mailto:zakir.5nk@gmail.com)), Вайнерман Б.П. (доцент, к.г.-м.н. МГРИ, [bwinerman@yandex.ru](mailto:bwinerman@yandex.ru)).....22*
6. ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ЯРУДЕЙСКОМ НЕФТЕГАЗОНОСНОМ РАЙОНЕ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ  
*Запьянцев М.А.\* (МГРИ, [maxim\\_zapyantsev@mail.ru](mailto:maxim_zapyantsev@mail.ru)), Потёмкин Г.Н. (МГРИ, [gpotemkin@list.ru](mailto:gpotemkin@list.ru)).....25*
7. УТОЧНЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ПЛАСТА D<sub>VI</sub> ТВЕРДИЛОВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ ПРОГРАММЫ RETREL  
*Кузнецов И.Д. (МГРИ, [m3sh977@yandex.ru](mailto:m3sh977@yandex.ru)), Вайнерман Б.П. (доцент, к.г.-м.н. МГРИ, [bwinerman@yandex.ru](mailto:bwinerman@yandex.ru)).....29*
8. ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОСАДОЧНОГО БАСЕЙНА ШЕЛЬФА ВОСТОЧНО - СИБИРСКОГО МОРЯ  
*Р.А. Мамедов (МГРИ, [rus\\_tamedow@mail.ru](mailto:rus_tamedow@mail.ru)), С.А. Гурьянов (МГРИ, [guryanovsa@mgri.ru](mailto:guryanovsa@mgri.ru)), С.А. Мамедова.....33*
9. ИЗУЧЕНИЕ ООЛИТОВЫХ ДОЛОМИТОВ В ОТЛОЖЕНИЯХ КАЗАНСКОГО ВОЗРАСТА НА ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН  
*Мударисова Р.А. (Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, [rayshania@mail.ru](mailto:rayshania@mail.ru)), Волков Ю.В. (Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, [lyvolkoff@yandex.ru](mailto:lyvolkoff@yandex.ru)), Успенский Б.В. (Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, [borvadus@rambler.ru](mailto:borvadus@rambler.ru)), Нургалиева Н.Г. (Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, [nurgal07@mail.ru](mailto:nurgal07@mail.ru)).....37*
10. ВЫДЕЛЕНИЕ РИФОВЫХ ПОСТРОЕК ВЕРХНЕДЕВОНСКОГО ВОЗРАСТА НА НОВОЗЕМЕЛЬСКОМ ПОЛИГОНЕ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ КОМПЛЕКСНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ МЕТОДА МАГНИТОТЕЛЛУРИЧЕСКОГО ЗОНДИРОВАНИЯ И СЕЙСМОРАЗВЕДКИ  
*Орешкова М.Ю. (Санкт-Петербургский Горный университет, [wintersurprise@mail.ru](mailto:wintersurprise@mail.ru)), Фернандес Мамани Алберт Николас (Санкт-Петербургский Горный университет, [nikolai.okrepilov@gmail.com](mailto:nikolai.okrepilov@gmail.com)), Егоров А.С. (заведующий кафедрой геофизических и геохимических методов поисков и разведки месторождений полезных ископаемых в Санкт-Петербургском Горном университете).....40*
11. ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ ПОДЗЕМНЫХ ВОД ГОРОДА КАЗАНИ  
*Петрова Д.И.\* (Казанский федеральный университет, [darja\\_scorpion@mail.ru](mailto:darja_scorpion@mail.ru)).....45*
12. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ ДИВЕРГЕНТНЫЙ КАРОТАЖ КАК МЕТОД КОНТРОЛЯ ЗА СОСТОЯНИЕМ ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕНИЯ ПЛАСТОВ КОЛЛЕКТОРОВ  
*Сизов Д.А. (ООО «ИНТЕХ-Внедрение», Университет «Дубна», [lyrs\\_77@outlook.com](mailto:lyrs_77@outlook.com)) .....48*
13. КОМПЛЕКСНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГРАВИТАЦИОННЫХ И МАГНИТОРАЗВЕДОЧНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ ПРОГНОЗА УГЛЕВОДОРОДОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ "ТОМОГРАФИИ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ПОЛЕЙ" ДЛЯ ЛЕНО-ТУНГУССКОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОВИНЦИИ  
*Фернандес Мамани Алберт Николас (Санкт-Петербургский Горный университет, [nikolai.okrepilov@gmail.com](mailto:nikolai.okrepilov@gmail.com)), Орешкова М.Ю. (Санкт-Петербургский Горный университет, [wintersurprise@mail.ru](mailto:wintersurprise@mail.ru)), Попова А.К. (Санкт-Петербургский Горный университет, [antonina.fernandez@gmail.com](mailto:antonina.fernandez@gmail.com)). Научный руководитель: доцент кафедры геофизических и геохимических методов и поисков месторождений полезных ископаемых Санкт-Петербургского Горного университета, кандидат геолого-минералогических наук, Алексеев С.Г.....52*



14. АНАЛИЗ ПРОБЛЕМЫ ОБОСНОВАНИЯ НЕОБХОДИМОГО УРОВНЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ ЗАЛЕЖЕЙ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ  
*Цыгягну П. (Санкт-Петербургский горный университет, pavel.tsiglianu@gmail.com).....57*
15. ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГО-СТАТИСТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ НЕОДНОРОДНОСТИ КАРБОНАТНОГО РЕЗЕРВУАРА  
*Черненко К.И.\* (Северо-Кавказский федеральный университет, kabiso@rambler.ru), Гридин В.А. (Северо-Кавказский федеральный университет, gridinva@mail.ru), Ибрагимова Т.В. (Северо-Кавказский федеральный университет, tatiana250190@mail.ru), Бабаев Т.Т. (Северо-Кавказский федеральный университет, babaevtaimyratz@mail.ru).....61*
16. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НЕФТЕНОСНОСТИ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ УСТЮРТСКОГО РЕГИОНА УЗБЕКИСТАНА  
*Юлдашева М.Г.\* (АО «ИГИРНИГМ», yuldasheva@ing.uz), Кароматов Р.Р. (АО «Узбекнефтегаз», karomatov.ruslan@mail.ru).....65*
17. НОВЫЙ ПОДХОД К ГЕОЛОГО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКИМ СВОЙСТВАМ ПЛИОЦЕНОВОЙ ТОЛЩИ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СЗ ЧАСТИ ЮКВ  
*Вахаблы Н.Ф. (Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности, e-mail: nazrinvaahabli@gmail.com), Султанов Л.А. (Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности, e-mail: latif.sultan@mail.ru).....69*
18. ГЕНЕТИЧЕСКАЯ ТИПИЗАЦИЯ НЕФТЕЙ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ФЛЮИДОВ ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ВПАДИНЫ ФУКАН (ДЖУНГАРСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН)  
*Ян Хоуцянь\* (Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова (МГУ), yanghouqiang@qq.com).....73*
19. ЭФФЕКТИВНОСТЬ КОМПЛЕКСА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН НА ШЕЛЬФЕ НОРВЕЖСКОГО МОРЯ С ЦЕЛЬЮ ВЫДЕЛЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ  
*Гильфанова Л.Ф.\* (Российский Государственный Геологоразведочный Университет имени Серго Орджоникидзе, lesya3355@yandex.ru).....76*
20. ВЫЯВЛЕНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ЛОВУШЕК УГЛЕВОДОРОДОВ В АКВАТОРИИ БЕРИНГОВА МОРЯ  
*Гурянов С.А.\* (МГРИ, guryanovsa@mgri.ru), Вайнерман Б.П. (МГРИ, bwinerman@yandex.ru).....80*
21. ПРИЧИНЫ НИЗКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ ПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОФИЗИКИ В ПАЛЕОГЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ВОСТОЧНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ  
*Е. Г. Керимова (Северо-Кавказский федеральный университет, elizavetakerimova11@gmail.com), Керимов А-Г. Г. (Северо-Кавказский федеральный университет, akerimov@ncfu.ru).....84*
22. МЕТОДИКА ТЕКТОНО-ФАЦИАЛЬНО-ДИНАМИЧЕСКОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ПРИМЕРЕ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ  
*Маракова И. А.\* (ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, miss.marakova@mail.ru).....88*
23. О ВОЗМОЖНОЙ ОПТИМИЗАЦИИ МЕТОДИКИ НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫХ РАБОТ В УСЛОВИЯХ НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ  
*Севостьянова Р.Ф.\* (ФИЦ «ЯНЦ СО РАН» Институт проблем нефти и газа СО РАН, rose\_sevos@mail.ru), Ситников В.С. (ФИЦ «ЯНЦ СО РАН» Институт проблем нефти и газа СО РАН, sitgeo@mail.ru).....90*
24. ОБОГАЩЕНИЕ СЛАНЦЕВЫХ ФОРМАЦИЙ ХИМИЧЕСКИМИ ЭЛЕМЕНТАМИ: СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА И ПОСЛЕДСТВИЯ  
*Пуанова С.А. (Институт проблем нефти и газа РАН, puanova@mail.ru).....92*
25. КОМПЛЕКС МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОПТИМИЗАЦИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ.А.ТИТОВА  
*Ратанова А.Е. (УГНТУ, RatanovaAE@bni.rosneft.ru), Чибисов А.В. (УГНТУ), Мочалкин Д.С. (ООО «РН-БашНИПИнефть» MOCHALKINDS@bni.rosneft.ru).....96*
26. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ РАЗРЕЗА СКВАЖИН КЕРЖЕНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ЦЕЛЬЮ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ.  
*Шелепа П.А.\* (Российский Государственный Геологоразведочный Университет имени Серго Орджоникидзе, Pash1997@mail.ru).....98*
27. ПОСТРОЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА ЗАЛОЖЕНИЯ РАЗВЕДОЧНОЙ СКВАЖИНЫ ДЛЯ ПЛАСТА ВК1 МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ. А.ФИЛИПЕНКО С ПОМОЩЬЮ ПРОГРАММЫ RETREL  
*Якуба П.С. (МГРИ, pyakuba@yandex.ru), Вайнерман Б.П. (МГРИ, bwinerman@yandex.ru).....101*



## «Молодые - Научкам о Земле»

28. ОСОБЕННОСТИ СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ АНАБАРО-ХАТАНГСКОЙ СЕДЛОВИНЫ  
Суслов А.А.\* (ИПНГ РАН, suslov@ipng.ru), Сидорчук Е.А. (ИПНГ РАН, elena\_sidorchuk@mail.ru), Добрынина С.А. (ИПНГ РАН, dobrinini2002@mail.ru).....105
29. ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ СЕЙСМИЧЕСКИХ И КАРОТАЖНЫХ ДАННЫХ НА ДОНЕЦКО-СЫРТОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ  
Усова В.М.\* (Российский университет дружбы народов, usova-vm@rudn.ru), Денисов С.Б. (ВНИИнефть, SDenisov@gmail.ru), Долгинов Е.А. (Российский университет дружбы народов, dolginov-ea@rudn.ru).....109
- СЕКЦИЯ «ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ МОДЕЛИРОВАНИЯ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ И МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ»**
30. РЕШЕНИЕ ПРЯМОЙ И ОБРАТНОЙ ЗАДАЧИ СЕЙСМОТОМОГРАФИИ С ЦЕЛЬЮ ИЗУЧЕНИЯ ПАЛЕОДОЛИН НА ТЕРРИТОРИИ САНКТ-ПЕТЕРБУРГА  
Орлова Е.В.\* (Санкт-Петербургский горный университет, elena.orlova.10@mail.ru).....113
31. ВАРИОГРАММНЫЙ АНАЛИЗ В ГЕОЛОГИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ  
Тихомирова Е.А. (Санкт-Петербургский горный университет, telizabet74@gmail.com).....117
- СЕКЦИЯ «ОСВОЕНИЕ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВЫХ РЕСУРСОВ АРКТИКИ И ДАЛЬНЕВОСТОЧНЫХ МОРЕЙ»**
32. КОНФЛИКТЫ ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ И ВОЗМОЖНЫЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ ПРИ ОСВОЕНИИ НЕДР В УСЛОВИЯХ АРКТИКИ  
Егоров Д.П. (СПбГУ, origenal13@mail.ru), Егоров П.П. (ООО «Ай Ди ЭС Навигатор», mega\_gtk@inbox.ru), Егоров К.П. (РГГМУ, kirillius20@rambler.ru).....121
33. КОНЦЕПЦИЯ КОМПЛЕКСНОГО ОСВОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КИРИНСКОГО ЛИЦЕНЗИОННОГО УЧАСТКА НА ШЕЛЬФЕ ОСТРОВА САХАЛИН  
Перекрестов В.Е. (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Perekrstov\_viktor@mail.ru).....125
34. ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ЗЕМЛЕСОСА ЗГМ-2М ДЛЯ НАМЫВА ШТАБЕЛЯ ГОРНОЙ МАССЫ ПРИ КУЧНОМ ВЫЩЕЛАЧИВАНИИ  
Салахов И. Н. (МГРИ, salahovin@mgri.ru), Дробаденко В. П. (МГРИ, drobadenko@mail.ru).....128
35. ГЕОМЕХАНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ПОДКАРЬЕРНЫХ ЗАПАСОВ АЛМАЗОСОДЕРЖАЩИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В УСЛОВИЯХ РУДНИКА «УДАЧНЫЙ»  
Анисимов К.А. (Санкт-Петербургский горный университет, anisimov.kirill.95@list.ru).....132
36. ВЛИЯНИЕ НАДЕЖНОСТИ БУРОВОГО, ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСОВ НА ЖИВУЧЕСТЬ ПЛАВУЧЕЙ ПЛАТФОРМЫ ТИПА SPAR  
Джантеммиров М.Р. (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, email: malik.dzhantemirov@mail.ru).....135
37. АНАЛИЗ МЕТОДА РАСЧЁТА ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ПО ГИДРОСМЕСИ РАСХОДОМЕРОМ ПЕРЕМЕННОГО ПЕРЕПАДА ДАВЛЕНИЯ С СУЖАЮЩИМ УСТРОЙСТВОМ  
Некоз К.С.\* (МГРИ, nekozksy@mail.ru).....138
38. ПРОБЛЕМА БРЫЗГОВОГО ОБЛЕДЕНЕНИЯ ОБЪЕКТОВ МОРСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО ПРОМЫСЛА  
Мишин В.А. (РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, mishin96@inbox.ru).....142
39. ВЕЩЕСТВЕННЫЙ СОСТАВ ЗОЛОТО-СЕРЕБРО-ПОЛИМЕТАЛЛИЧЕСКОГО ТИПА РУД УЧАСТКА ЧИНАРСАЙ  
Халиков О.А.\* (ГОСКОМГЕОЛОГИИ Узбекистан, ГП «Институт минеральных ресурсов» г.Ташкент, okiljon.halikov@mail.ru), Печерский Р.Д. (ГОСКОМГЕОЛОГИИ Узбекистан, ГП «Институт минеральных ресурсов» г.Ташкент, ray.russell@gmail.com).....144
40. ГОРНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ГВИНЕИ  
Барри Альфа Мамаду (МГРИ, alphabaryost95@gmail.com).....147



## УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ УГЛЕЙ МУГУНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Джумаян Н.Р. (АО «ВНИГРИуголь», [narinedzhumayan@mail.ru](mailto:narinedzhumayan@mail.ru))

**Аннотация:** установлено, что формирование углей Мугунского месторождения происходило при сильно обводненных восстановительных условиях среды. Определены ведущие источники сноса при образовании I и II продуктивных угольных пластов.

**Ключевые слова:** Мугунское месторождение, петрографический состав угля, геохимия угля.

Мугунское месторождение, хотя и разрабатывается с 1990 г. в качестве источника твердого топлива [1], до сих пор исследовано явно недостаточно в отношении вещественно-петрографического состава, условий образования и комплексного использования углей и попутных компонентов. Поэтому крайне важно и актуально всестороннее изучение вещественно-петрографического состава, качества и свойств углей. С одной стороны, это позволит углубиться в изучение состава и условий образования углей и получить новые знания по угольной геологии и петрологии, а с другой – расширить спектр промышленного использования полезного ископаемого.

*Цель исследования* – выявление особенностей образования I и II пласта Мугунского месторождения.

*Методика исследования* состояла из петрографического изучения шлифов в проходящем свете и аншлифов-брикетов в отраженном. Технические характеристики были определены согласно [2-5], для уточнения хим. состава применялся спектральный анализ.

*Результаты исследований.* Район Мугунского месторождения угля находится в пределах северо-западной части Иркутского угленосного бассейна, занимает южную часть Тулунского угленосного бассейна. Вся область относится к южной части Сибирской платформы и характеризуется весьма простым геологическим строением. Основная площадь месторождения, представленная ее центральной и западной частями, приурочена к крупной неправильной эрозионно-тектонической котловине в палеозойских осадках, которая вытянута в северо-восточном направлении. Залегание пластов слабонаклонное, волнистое. Промышленно угленосной является черемховская свита, основные отрабатываемые пласты – I и II, его 1 и 2 пачки.

Угли малозольные, сложены преимущественно мацералами группы витринита. Сумма фюзинизированных компонентов не превышает 10%. Мацералы группы липтинита представлены преимущественно кутинитом и споринитом, среди мацералов группы инертинита наибольшим распространением пользуется фюзинит. Распределение микрокомпонентов угля приведено на рисунке 1.



Рис. 1. Диаграмма распределения микрокомпонентов угля в I и II пластах



Химическая составляющая углей зависит от состава питающих источников, которыми в случае с Мугунским месторождением могли выступать подстилающие карбонат- и сульфатсодержащие породы, аллювиальные компоненты, атмосферные осадки, грунтовые воды.

На рисунке 2 представлены вариационные диаграммы, отражающие различия в химическом составе углей. Следует отметить преимущественно карбонатный состав у неорганического вещества углей пласта I и 2 пачки II пласта. При формировании 2 пачки пласта II в торфяное болото поступали осадки, обогащенные Fe и Mg; зола 1 пачки II пласта сложена в основном  $\text{SiO}_2$  и  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ .

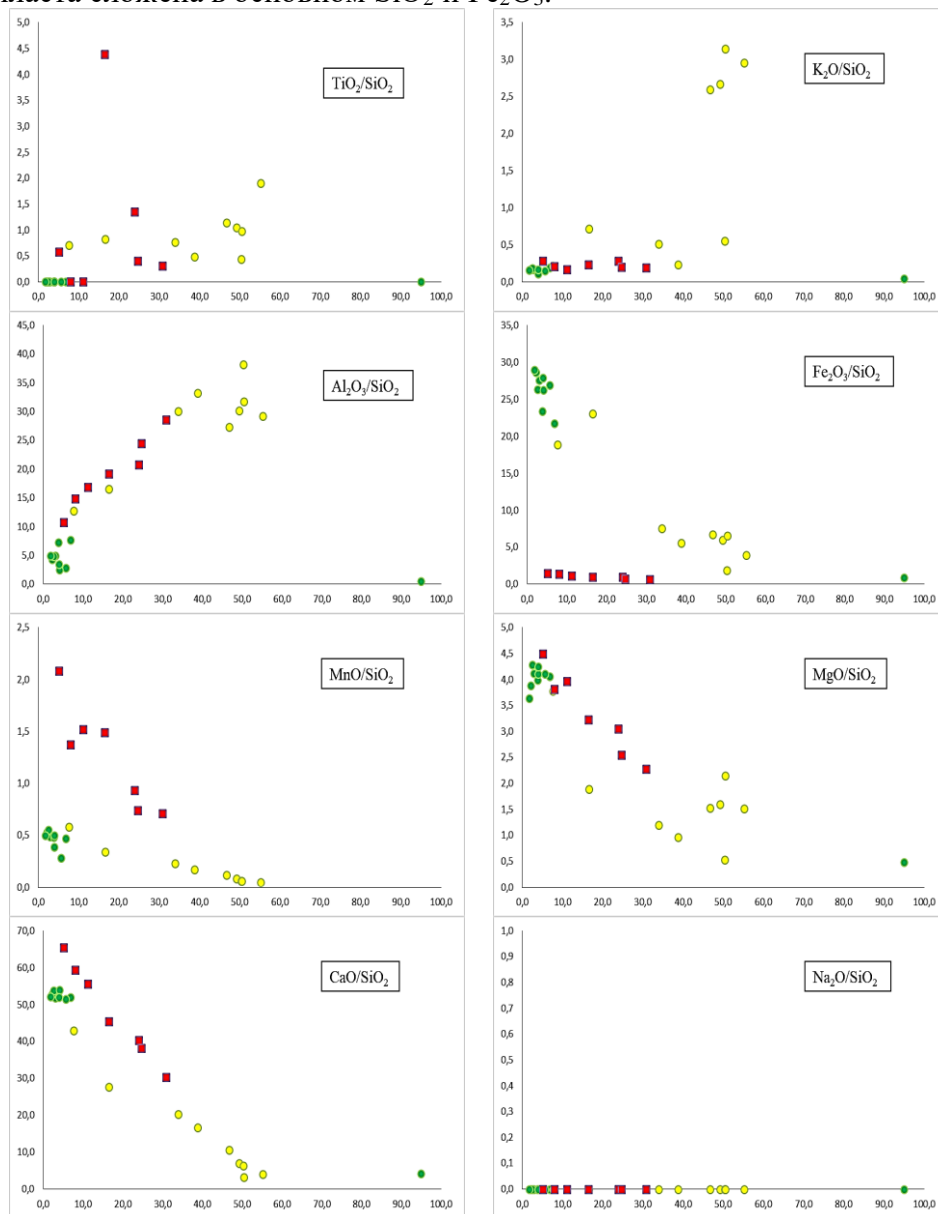


Рис. 2. Вариационные диаграммы для минерального состава углей I пласта и 1, 2 пачек II пласта Мугунского месторождения

Таким образом, исследуемые угли – гелитолиты, в основном гелиты и липоидогелиты. Накопление исходного материала углей происходило в условиях сильно обводненных и периодически затапливаемых торфяников, что способствовало глубокой гелификации всех составных частей растительных остатков и формированию однородной витринитовой основной массы, включающей форменные элементы и



минеральные включения. Значительное влияние на состав неорганической части оказали подстилающие карбонат- и сульфатсодержащие породы мотской и верхоленской свит, обрамлющие трапповые тела.

#### **Литература**

1. Угольная база России. Том III. Угольные бассейны и месторождения Восточной Сибири (Красноярский край, Канско-Ачинский бассейн; Республика Хакасия, Минусинский бассейн; Республика Тыва, Улугхемский бассейн и др. месторождения; Иркутская область, Иркутский бассейн и угольные месторождения Предбайкалья). – М.: ООО «Геоинформцентр», 2002. – 488 с.
2. Межгосударственный стандарт ГОСТ 9517-94 (ИСО 5073-85). Топливо твердое. Методы определения выхода гуминовых кислот. М.: ИПК Издательство стандартов, 1996. 9 с.
3. Межгосударственный стандарт ГОСТ 11022-95 (ИСО 1171-97). Топливо твердое минеральное. Методы определения зольности. М.: Стандартиформ, 2006. 6 с.
4. Межгосударственный стандарт ГОСТ 27314-91 (ИСО 589-81). Топливо твердое минеральное. Методы определения влаги. М.: Стандартиформ, 2007. 10 с.
5. Межгосударственный стандарт ГОСТ Р 55662-2013 (ИСО 7404-3:2009). Методы петрографического анализа углей. Часть 3. Метод определения мацерального состава. М.: Стандартиформ, 2007. 10 с.





## **ОСОБЕННОСТИ ЛИТОЛОГИЧЕСКОГО РАСЧЛЕНЕНИЯ НЕФТЕНОСНЫХ ПОРОД ЗАПАДНО-ЭПАССКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО ДАНЫМ КАРОТАЖА**

*Кукушкина О.П. \* (РУДН, olga.kukushkina@inbox.lv)*

### **Аннотация**

В докладе показаны роль геофизических исследований скважин на месторождении, их результативность при создании информационной основы для подсчёта запасов. Обоснован рациональный комплекс методов ГИС.

**Ключевые слова:** геофизические исследования скважин, Западно-Эпасское месторождение, петрофизические параметры.

Западно-Эпасское нефтяное месторождение расположено в восточной части Уватского района юга Тюменской области.

Продуктивные пласты Ю<sub>3</sub>, Ю<sub>4</sub> относятся к отложениям средней юры.

Западно-Эпасское месторождение открыто в 2008 году, в результате испытания поисковой скважины №4П, пробуренной в пределах Западно – Эпасской площади. По состоянию на 01.01.2018 на месторождении пробурена 71 скважина [1].

Появление новых керновых данных, высокая степень изученности месторождения вертикальными и горизонтальными скважинами с расширенным комплексом геофизических исследований позволили выполнить собственное петрофизическое обоснование интерпретации данных ГИС на изучаемом месторождении.

Результаты геофизических исследований и работ в скважинах являются одними из основных видов геологической документации скважин, бурящихся для поиска, разведки и добычи нефти и газа. Их применяют для решения геологических, технических и технологических задач, возникающих на всех этапах жизни скважины. Геофизические исследования скважин (ГИС) на Западно–Эпасском месторождении проводились с целью решения следующих геологических и технических задач:

- обеспечения заданных параметров бурения;
- корреляции пробуренных разрезов, оценки литологического состава и стратиграфической принадлежности пород;
- выделения коллекторов и количественных определений их фильтрационно-емкостных свойств и нефтегазонасыщенности;
- определения технического состояния обсадных колонн и цементного камня;
- контроля процессов добычи нефти и газа;
- информационного обеспечения технологий вторичного вскрытия продуктивных пластов, их испытаний и интенсификации дебитов.

Материалы ГИС составляют информационную основу для подсчета запасов нефтяных и газовых залежей и определения степени их выработки [2].

Достоверность решения перечисленных задач зависит от применяемого комплекса ГИС, полноты его выполнения и качества получаемых материалов.

Продуктивный разрез изучаемого Западно-Эпасского месторождения относится к терригенному типу и включает следующие литологические разности – песчаники и алевролиты слабглинистые и глинистые, аргиллиты, углистые прослои, а также плотные прослои, представленные карбонатизированными песчаниками и алевролитами. Коллекторами в изучаемом разрезе являются песчаники мелко- и



среднезернистые с включением глинистого материала, преимущественно, в рассеянной форме, и остатками углистого детрита [3].

Стандартным подходом при выделении терригенных коллекторов в разрезах скважин по методам ГИС является использование ряда прямых качественных признаков:

- наличие приращений на микрозондах;
- наличие глинистой корки на диаграммах каверномера;
- наличие радиального градиента сопротивлений по данным электрокаротажа.

По методам ГИС коллектора на диаграммах радиоактивного и акустического каротажей характеризуются средними значениями гамма-излучения ( $J\gamma$ ), водородосодержания ( $W$ ) и интервального времени пробега ( $\Delta T$ ).

Глины и аргиллиты в разрезе выделялись по максимальным показаниям методов ПС, ГК и АК, минимальным значениям микрозондов БК и НК (максимальными значениями объемного водородосодержания).

Плотные карбонатные прослои в разрезе выделяются максимальными показаниями БК и НК, минимальными значениями АК и ГК, высокой плотности по ГГКп.

В скважинах с ограниченным комплексом ГИС необходимо использовать количественные критерии выделения коллекторов (геофизические –  $\Delta J_{ГК}$  гр.; петрофизические – Кп гр., Кпр гр., Кво гр.).

Для оценки нижнего предела ФЕС коллекторов по керновым данным применяется широко используемый подход с построением связей типа «кern-кern», связывающий величины пористости, проницаемости и остаточной водонасыщенности с величинами динамической ( $K_{п.дин}$ ) и эффективной ( $K_{п.эф}$ ) пористостей, рассчитываемым по уравнениям:

$$K_{п.дин} = K_{п} * (1 - K_{во} - K_{но}) \quad (1)$$

$$K_{п.эф} = K_{п} * (1 - K_{во}) \quad (2)$$

где  $K_{п}$ ,  $K_{во}$ ,  $K_{но}$  – коэффициенты пористости, остаточной водо- и нефтенасыщенности, соответственно.

$K_{но}$  – коэффициент остаточной нефтенасыщенности, который наиболее достоверно определяется моделированием вытеснения нефти водой при моделировании пластовых термобарических условий.

Порода приобретает свойства коллектора, то есть может отдавать нефть при  $K_{п.дин} > 0$ .

Для определения динамической пористости необходимо наличие данных определений остаточной нефтенасыщенности на основе результатов опытов по вытеснению нефти водой.

Принятые граничные значения по пластам Ю<sub>3</sub>, Ю<sub>4</sub> приведены в таблице 1.

Таблица 1

Граничные значения петрофизических параметров по пластам Ю<sub>3</sub>, Ю<sub>4</sub>  
Западно-Эпасского месторождения

ПЗ/ОПЗ	$K_{но}, \%$	$K_{п}$ гр., %	$K_{пр}$ гр., мД	$K_{во}$ гр., %
<b>Ю3, Ю4</b>				
<b>ПЗ 2018г.</b>	32	12	0.14	70

Основными косвенными количественными критериями, которые используются при выделении коллекторов в терригенном разрезе, являются граничные значения

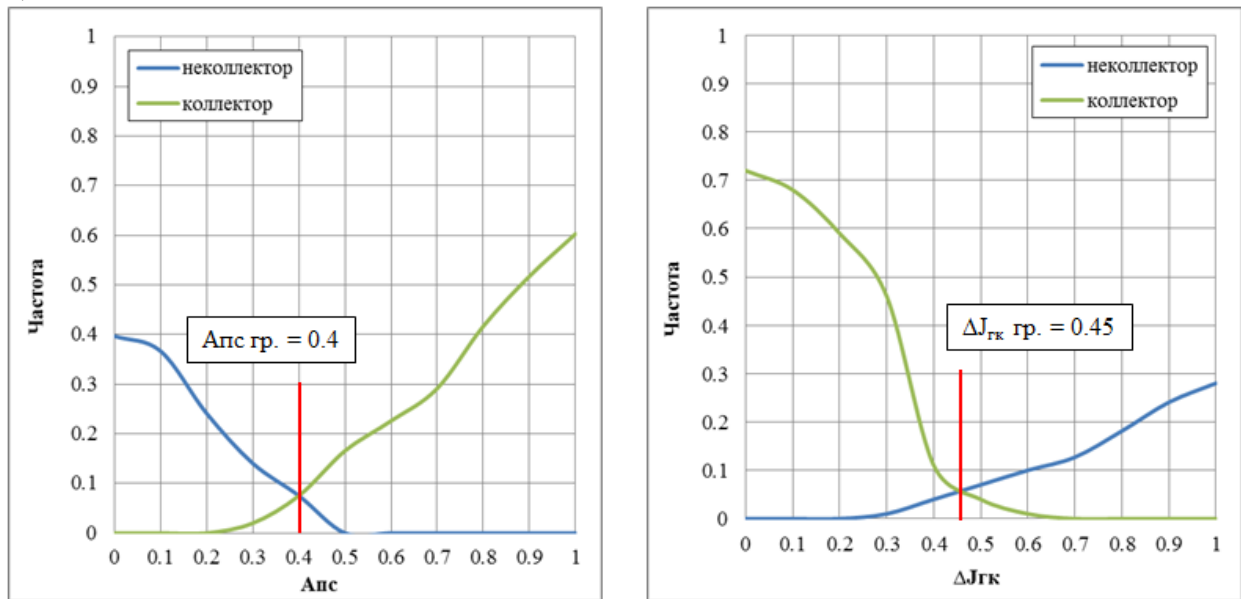


относительной амплитуды метода потенциалов собственной поляризации (Апс), двойной разностный параметр ( $\Delta J_{гк}$ ).

С целью обоснования косвенных количественных критериев проведен дополнительно статистический анализ, суть которого заключается в построении кумулятивных распределений по выборкам коллекторов и неколлекторов геофизических параметров (Апс,  $\Delta J_{гк}$ ).

Формирование массивов коллекторов и неколлекторов происходило на основе прямых признаков выделения коллекторов и неколлекторов в скважинах с расширенным комплексом ГИС (КВ, МКЗ, МБК-БК). Также для построения были привлечены данные по эксплуатационным скважинам (Рис. 1).

Так, принятые граничные значения для пластов Ю3, Ю4 Апс гр. = 0,4,  $\Delta J_{гк}$  гр. = 0,45.



**Рисунок 1.** Кумулятивные кривые распределений параметров Апс,  $\Delta J_{гк}$  коллекторов и неколлекторов по пластам Ю3, Ю4 Западно-Эпасского месторождения

На рисунке 2 приведен пример выделения коллекторов по прямым качественным признакам и косвенным количественным критериям.

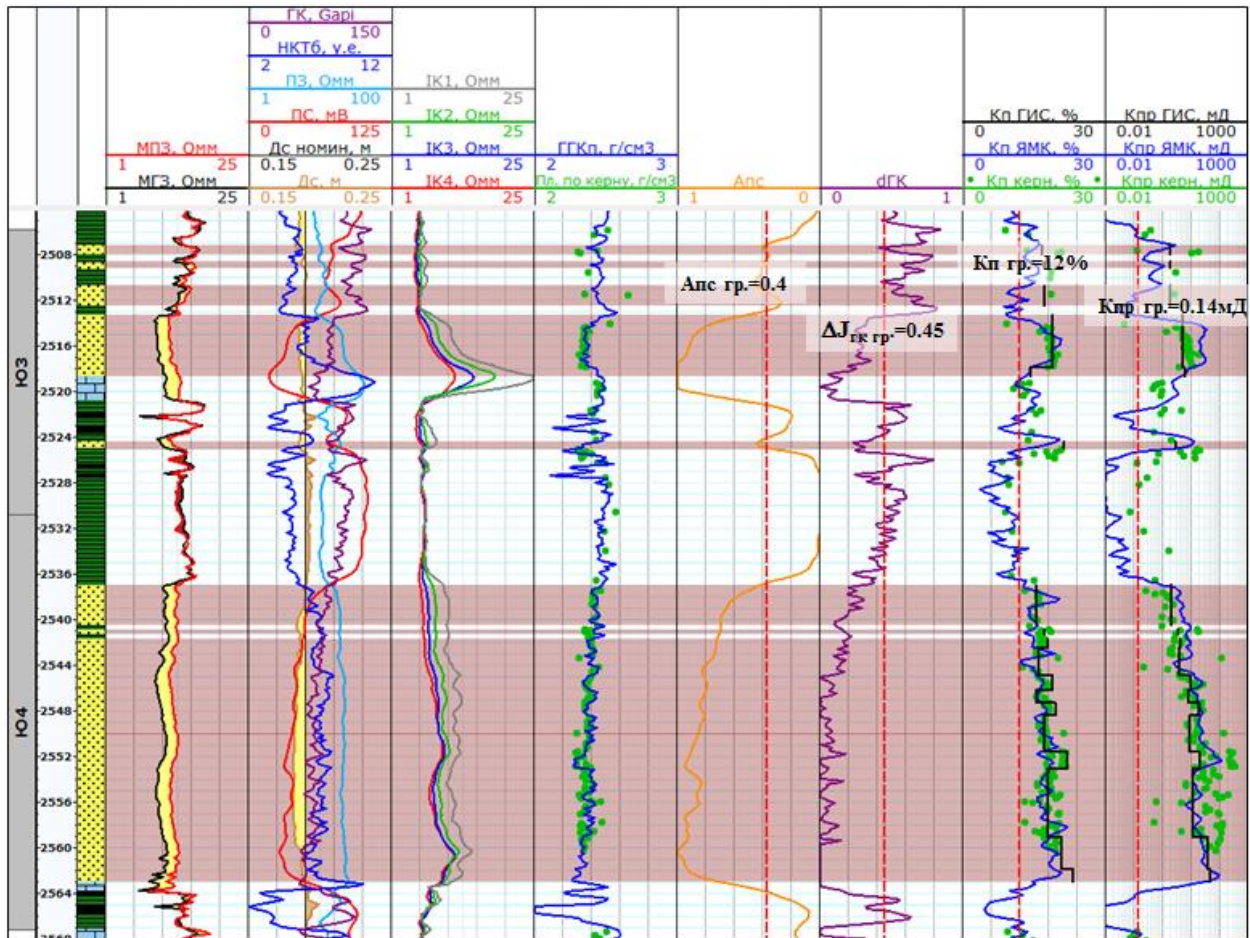


Рисунок 2. Пример выделения коллекторов по прямым качественным признакам и косвенным количественным критериям по пластам Ю3, Ю4 скважины № 7Р Западно-Эпасского месторождения

### Литература

1. Смагина Т.Н., Лукьянов Е.А., Макаров И.Е., Ольшевский С.Р., Сорокина А.В., Меньшиков Д.В., Вохменцев И.В., Сербо Е.З. ОТЧЕТ «ПОДСЧЕТ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАПАСОВ УВС ЗАПАДНО-ЭПАССКОГО МЕСТОРЖДЕНИЯ» по состоянию на 01.01.2018 ..... 1
2. Абрамов В.Ю., Павлинова Н.В. НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ Москва, 2019..... 1
3. Абрамов В.Ю., Данилюк А.В. ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ НАДЫМ-ПУРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАМТИ ПО ДАННЫМ ЛЮМИНЕСЦЕННОГО АНАЛИЗА. Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования. 2015. № 2 с. 86-93..... 2



## ПЕРСПЕКТИВЫ И РАССМОТРЕНИЕ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ ДЛЯ ДОСТИЖЕНИЯ КИН ТУЙМАЗИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Усманов А.А. (Российский Государственный Геологоразведочный Университет имени Серго Орджоникидзе, [aun.usmanov2012@gmail.com](mailto:aun.usmanov2012@gmail.com))

**Аннотация:** в докладе рассматривается вопрос дальнейшей разработки Туймазинского нефтяного месторождения и предложения вариантов разработки для достижения КИН на примере трех горизонтов.

**Ключевые слова:** геофизические исследования скважин, нефтеносный комплекс, зависимости, проницаемость, месторождение, пористость, коллектор, нефтенасыщенность.

Туймазинское нефтяное месторождение расположено в западной части Республики Башкортостан (Туймазинский район) и восточной части республики Татарстан (Бавлинский и Ютазинский районы), в 190 км от столицы Башкортостана г. Уфы. Месторождение введено в промышленную разработку в 1937 г.

В разрезе палеозойских отложений месторождения выделено девять продуктивных горизонтов – объектов разработки: карбонатные коллектора алексинского горизонта, терригенные отложения нижнего карбона (бобриковско-радаевский горизонт), карбонаты турнейского яруса (пачка СТ), карбонаты фаменского яруса (заволжский надгоризонт, среднефаменский подъярус); терригенные коллектора верхнего и среднего девона (продуктивные горизонты DI, DII, DIII, DIV). В каждом объекте выделяется от одной до пяти пластов и пачек.

По геологическому строению Туймазинское нефтяное месторождение относится к сложным, по количеству извлекаемых запасов – уникальным.

Нефтесодержащие песчаники девона и карбона на глубине 1-1,7 км. Средняя плотность нефти 0,89 г/см<sup>3</sup>, содержание серы 2,7-3,0 %.

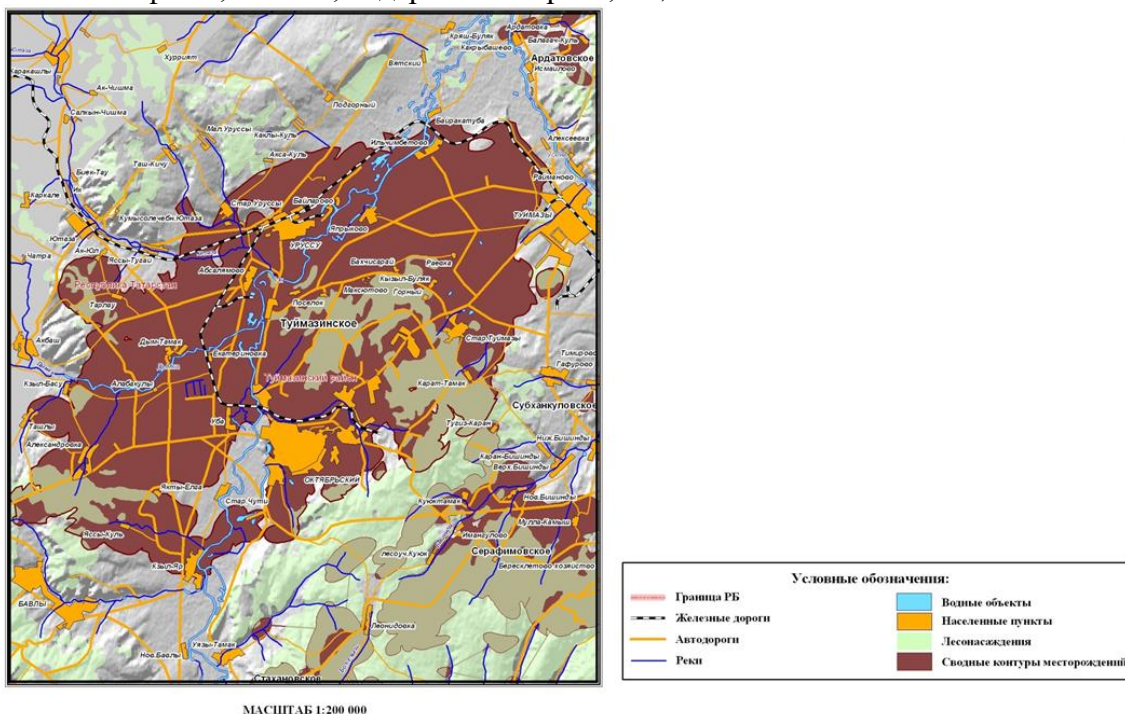


Рисунок 1 – Обзорная карта района Туймазинского нефтяного месторождения



В разрезе палеозойских отложений месторождения выделено девять продуктивных горизонтов – объектов разработки: карбонатные коллектора алексинского горизонта, терригенные отложения нижнего карбона (бобриковско-радаевский горизонт), карбонаты турнейского яруса (пачка СТ), карбонаты фаменского яруса (заволжский надгоризонт, среднефаменский подъярус); терригенные коллектора верхнего и среднего девона (продуктивные горизонты DI, DII, DIII, DIV). В каждом объекте выделяется от одной до пяти пластов и пачек.<sup>1</sup>

По состоянию на 01.01.2010 г. на балансе Туймазинского нефтяного месторождения находятся 3111 скважин. В добывающем фонде числятся 2267 скважин, из которых 1016 действующих, 897 находятся в бездействии, 306 пьезометрических, 456 в ожидании ликвидации, 376 ликвидировано, семь наблюдательных, 14 наблюдательных за пресноводным комплексом и две водозаборные. Все действующие скважины по способу эксплуатации относятся к механизированным и оборудованы: ШГН – 897 скважин, ЭЦН – 115 скважин, УЭДН – четыре скважины. В нагнетательном фонде числятся 844 скважины, из которых 193 находятся под закачкой, пять в бездействии, 58 пьезометрических, 32 водозаборных, 320 в ожидании ликвидации и 236 скважин ликвидировано.

С начала разработки по месторождению добыто<sup>2</sup> 327770 тыс.т нефти, текущая нефтеотдача составляет 50,2 %, накопленный отбор жидкости - 1533283 тыс.т. Суммарный водонефтяной фактор составляет 3,7 т/т. Накопленная компенсация отбора жидкости закачкой воды составляет 110,3 %.

В 2009 г. по месторождению добыто 537,9 тыс.т нефти, что составляет 0,08 % от начальных геологических запасов. Жидкости отобрано 5756,7 тыс.т, обводненность продукции 90,7 %. В действующем фонде числятся 1016 добывающих скважин, средний дебит скважин по нефти составляет 1,5 т/сут, по жидкости - 16,2 т/сут.

Комплекс геофизических исследований на Туймазинском месторождении включает в себя:

1) после перфорации пластов в необходимых случаях работа с помощью испытателя пласта на бурильных трубах (ИПТ) или свабированием для очистки призабойной зоны и определения гидродинамических характеристик пласта;

2) в процессе освоения продуктивных пластов исследования комплексом потокометрии: дебитометрия, влагометрия, плотностнометрия, резистивиметрия, термометрия;

3) в скважинах с неперфорированными пластами для контроля за положением ВНК и оценки изменения нефтенасыщенности проводится импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК), исследования проводятся согласно РД-39-100-91;

4) в действующих скважинах с перфорированными пластами:  
- для определения профиля притока замеры дебитомером;  
- для определения источников обводнения исследования термодебитомером, влагомером, плотностномером, индукционным резистивиметром;

5) в нагнетательных скважинах для изучения профилей приемистости – замеры ИНК при закачке воды различной минерализации и различных давлениях нагнетания, расходомером.

В процессе эксплуатации скважин необходимо также производить контроль технического состояния скважин.

<sup>1</sup> Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. М.Недра, 1998 г, 365 с.

<sup>2</sup> Подсчет запасов нефти и газа Туймазинского месторождения: отчет о НИР / ООО «БашГеопроект». Рук. Зайнуллина Ф.А., Баймухаметов К.С., Тайц М.И., Снигирева Е.В., Ефимова О.В. и др. – Уфа, 2007 г. – 1202 с. – Дог. 2000 г.



Контроль технического состояния скважин заключается в проведении исследований с целью:

- оценки герметичности обсадных колонн;
- выявления межпластовых перетоков жидкости за обсадными колоннами.

При эксплуатации скважин первыми косвенными признаками негерметичности обсадных колонн или заколонной циркуляции жидкости между различными пластами является наличие аномалий (несоответствия) в величинах дебита нефти, содержания воды в продукции нефтяных скважин и давления нагнетания и приемистости в нагнетательных скважинах. В качестве эталонных, как правило, используют значения указанных параметров по окружающим скважинам, группам скважин, эксплуатирующим те же горизонты или пласты.

При обнаружении негерметичности обсадных колонн или заколонной циркуляции скважина незамедлительно должна быть остановлена для ее инструментального обследования.

Кроме того, в каждой скважине необходимо проведение периодических геофизических и промысловых исследований. В настоящее время при разработке нефтяных месторождений для оценки герметичности обсадных колонн применяются высокочувствительный термометр (ВТ), расходомер (дебитомер), поинтервальная опрессовка пакером. Исходя из практики, наиболее оптимальная последовательность их использования следующая: термометр или расходомер, в зависимости от конкретных условий и возможностей для нагнетательных скважин; термометр для добывающих скважин.

В соответствии с действующими методическими рекомендациями по проектированию разработки нефтяных и газовых месторождений необходимо рассмотрение не менее двух вариантов дальнейшей разработки Туймазинского нефтяного месторождения:

- базовый (вариант I) – предусматривающий разработку месторождения (лицензионных участков) в соответствии с утвержденным вариантом;
- вариант II – предусматривающий комплекс мероприятий по повышению эффективности выработки запасов с развитием и применением методов и средств увеличения нефтеотдачи.

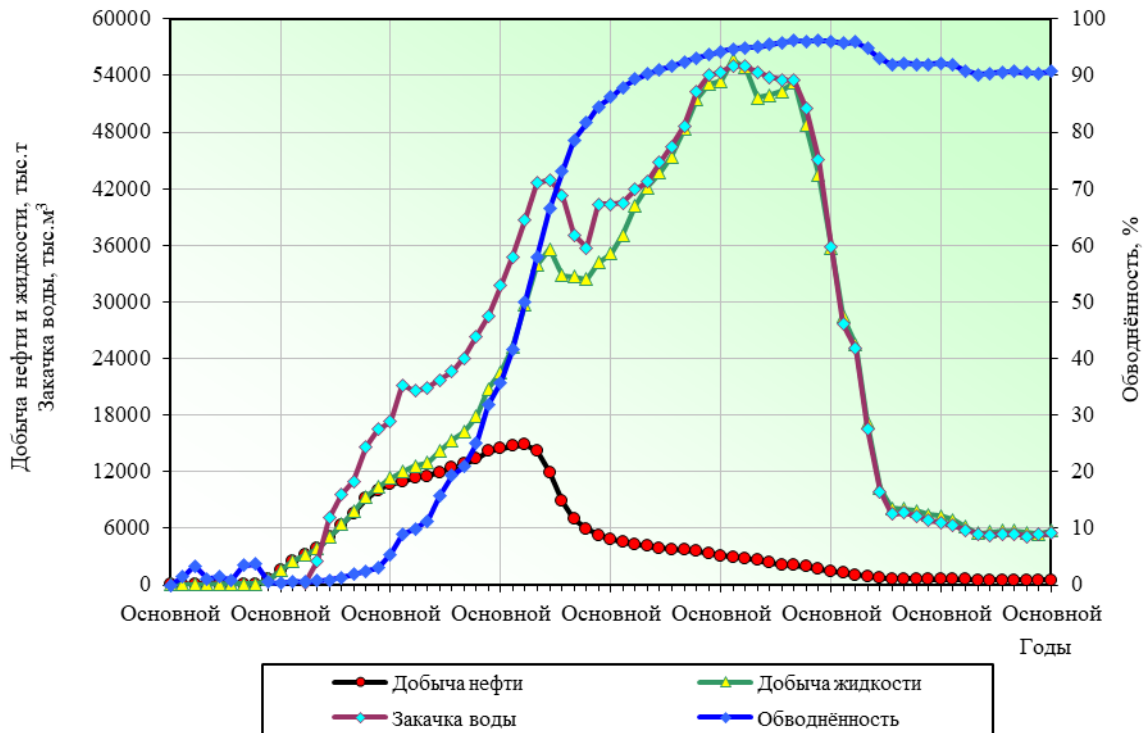


Рисунок 1 - График разработки Туймазинского нефтяного месторождения (добыча, закачка, обводненность)

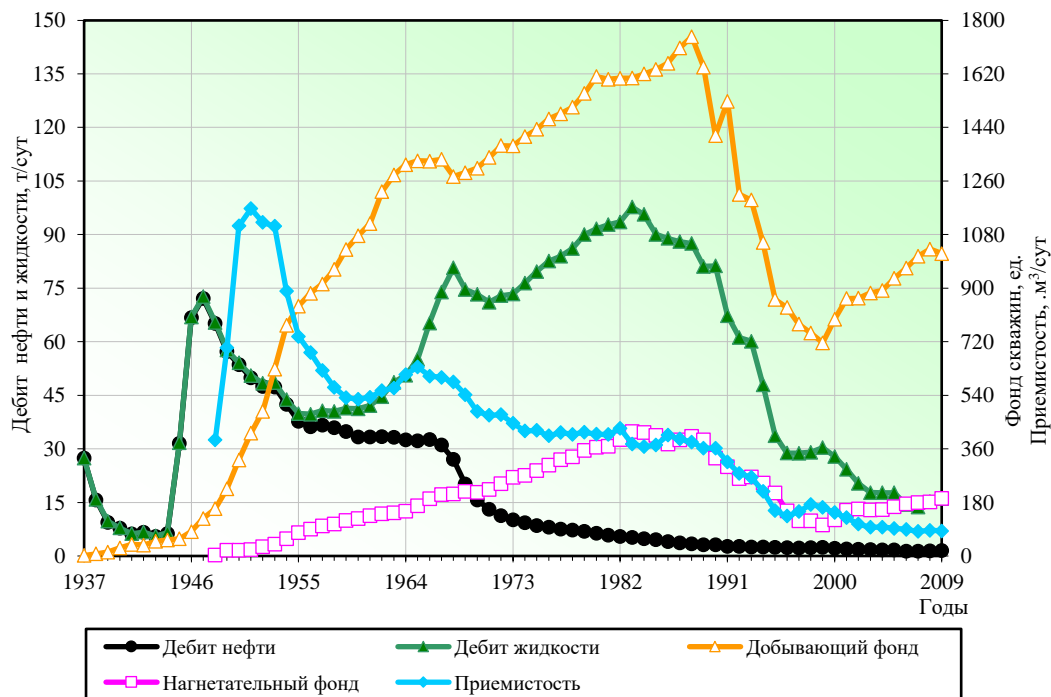


Рисунок 2 - График разработки Туймазинского нефтяного месторождения (дебиты, приемистость, фонд)

Варианты разработки восточной части Туймазинского нефтяного месторождения (Республика Башкортостан) на примере Алексинского горизонта и Бобриковского горизонта.





Дальнейшая разработка<sup>3</sup> части Туймазинского месторождения, расположенной на территории Республики Башкортостан связана с реализацией двух дальнейших вариантов:

- вариант I - разработка залежей нефти месторождения в соответствии с действующим проектным документом («Анализ разработки Туймазинского нефтяного месторождения»), по тем объектам, где проектные решения отсутствуют – разработка существующим фондом скважин;

- вариант II – разработка залежей нефти месторождения с применением комплекса мероприятий направленного на повышение эффективности разработки и достижения утвержденных значений КИН (по тем объектам, где данная величина не достигается по варианту I).

#### Алексинский горизонт (РБ)

Разработка алексинского горизонта<sup>4</sup> на территории Республики Башкортостан по действующему проектному документу («Анализ разработки Туймазинского нефтяного месторождения» 2000 г.) не предусматривалась, в связи с чем, представляется логичным оценить эффективность разработки данного объекта существующим и возвратным фондом скважин с нижележащих объектов и применением методов повышения нефтеотдачи пластов (вариант I).

Представляется, что разработка залежей заволжского надгоризонта по варианту I будет недостаточно эффективной и величина КИН не будет достижима.

Предлагается усилить систему разработки объекта в варианте II путем дополнительного бурения добывающих скважин, зарезок боковых, организации новых очагов нагнетания и применения методов повышения нефтеотдачи пластов. Данный комплекс мероприятий позволит достичь величины КИН.

#### Бобриковский горизонт

Дальнейшая разработка залежей бобриковского горизонта, находящихся на территории РБ (Республика Башкортостан) проектируется по двум вариантам разработки. В соответствии действующему проекту: дополнительное бурение 28 скважин различного назначения, зарезка 8 боковых стволов, ввод 99 скважин с других объектов в дополнении с методами повышения нефтеотдачи позволят достичь величины КИН.

В связи с этим предлагается рассмотреть вариант I, предусматривающий разработку объекта существующим фондом скважин (т.к. «проектная» величина КИН уже достигнута). В варианте I также, предлагаются возвратные работы, мероприятия по вводу скважин из бездействия (о/л, п/з, б/д) и применение методов повышения нефтеотдачи пластов.

По варианту II предусматривается дальнейшее повышение эффективности разработки залежей бобриковского горизонта путем дополнительного бурения добывающих скважин, зарезок боковых стволов, объема мероприятий по увеличению нефтеотдачи и организация дополнительных очагов нагнетания воды. Проектная величина КИН будет достигнута.

#### Ардатовский горизонт

В соответствии с действующим проектным документом («Анализ разработки Туймазинского нефтяного месторождения») по ардатовскому горизонту

<sup>3</sup> Пятый вариант доработки Туймазинского месторождения, предусматривающий в основном сохранение законтурной системы заводнения с одновременным вводом в разработку сводовой части залежи: Отчет/УФНИИ. Рук. Пермяков И.Г., Золотов Т.М. – Уфа, 1960 г.

<sup>4</sup> Система разработки первого девонского горизонта Туймазинского нефтяного месторождения: Отчет/ПИБ Московского нефтяного института им. И.М.Губкина. Рук. Глоговский М.М., Крылов А.П., Мирчик М.Ф., Николаевский Н.М. – Москва, 1947 г.



предусмотрены мероприятия по возврату восьми скважин с других объектов и достижению величины КИН. (вариант I).

В варианте II предлагается повысить эффективность выработки запасов из залежей ардаатовского горизонта путем дополнительного объема переводов скважин с других объектов, зарезки одного бокового ствола и применения методов повышения нефтеотдачи пластов, что позволит достичь величины КИН.

Таким образом, дальнейшая разработка Туймазинского нефтяного месторождения на территории Республики Башкортостан связана с реализацией различного количества (от одного до двух) вариантов разработки по продуктивным пластам. По всем объектам разработки рассмотрен вариант с вводом в разработку запасов непромышленной категории (С2) и достижением значений КИН, числящихся на государственном балансе.

Рассмотренные варианты разработки позволят повысить эффективность выработки запасов продуктивных пластов Туймазинского нефтяного месторождения (промышленной и непромышленной категорий, в пределах и за пределами лицензионных границ) с достижением величин КИН, числящихся на государственном балансе.

Всего по Туймазинскому месторождению рассмотрено два варианта его дальнейшей разработки. Бурение проектных скважин по всем рассмотренным вариантам начинается с 2011 г. Варианты различаются между собой количеством скважин для бурения, системами воздействия на пласт и применяемыми технологиями повышения нефтеотдачи пластов.

Система разработки Туймазинского месторождения практически сформировалась. В настоящее время основные объекты ДI, ДII практически выработаны. Менее выработанными остаются вышележащие объекты, но их выработка предусмотрена возвратным девонским фондом. На остальных залежах система разработки или отсутствует после выхода в тираж действующих скважин, или не до конца сформирована.

При сложившейся системе разработки достижение проектной величины КИН невозможно. Кроме того, часть мелких и средних залежей останется не вовлеченными в разработку.

#### **Литература**

1. Подсчет запасов нефти и газа Туймазинского месторождения: отчет о НИР / ООО «БашГеопроект». Рук. Зайнуллина Ф.А., Баймухаметов К.С., Тайц М.И., Снигирева Е.В., Ефимова О.В. и др. – Уфа, 2007 г. – 1202 с. – Дог. 2000 г.
2. Система разработки первого девонского горизонта Туймазинского нефтяного месторождения: Отчет/ПИБ Московского нефтяного института им. И.М.Губкина. Рук. Глоговский М.М., Крылов А.П., Мирчик М.Ф., Николаевский Н.М. – Москва, 1947 г.
3. Пятый вариант доразработки Туймазинского месторождения, предусматривающий в основном сохранение законтурной системы заводнения с одновременным вводом в разработку сводовой части залежи: Отчет/УФНИИ. Рук. Пермяков И.Г., Золоев Т.М. – Уфа, 1960 г.
4. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. М.Недра, 1998 г, 365 с.



## **СТРУКТУРНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ШАРИУФ, ЙЕМЕН**

*Абдулла И. А. (Российский университет дружбы народов),  
etad.alshaibani@mail.ru)*

*Тчаро Х. (Российский университет дружбы народов, projectil@mail.ru)*

### **Аннотация**

Сейсмические данные 2D интерпретируются для оценки подземных геологических структур нефтяного месторождения Шариуф, который расположен на берегу блока 53 в северо-восточной части бассейна Масила, к востоку от провинции Хадрамаут (Йемен). При их использовании было определено структурные и тектонические особенности месторождения, в частности, было выявлено ярко выраженные горст и грабен, и местами ступенчатые сбросы на крайних границах месторождения.

**Ключевые слова:** Сейсмические данные 2D, Шариуф месторождения, интерпретация, структура.

Месторождение Шариуф расположено в Блок-53 между нефтяным месторождением Сунах на юго-востоке (Блок-14), нефтяным месторождением Харир на западе (Блок-10) и нефтяным месторождением Тасур на востоке (Блок-32) [2].

Бассейн Масила является одним из мезозойских осадочных бассейнов страны и считается рифтовым бассейном, связанным с мезозойским разломом Гондвана и эволюцией Индийского океана в периодах юры и мела [1,3]. Мезозойские и кайнозойские единицы широко выставлены в осадочных бассейнах Йемена.

В данном исследовании была произведена оценка глубинных геологических структур нефтяного месторождения Шариуф путем использования данных сейсмического отражения и геофизических данных скважин, что позволило нам исследовать расщепление множества выявленных сейсмических профилей со пробуренными скважинами в горизонте Кишн и нескольких вышележащих и нижележащих горизонтов. Для чего подбирают различные стратиграфические горизонты и интерпретируют влияние структурных элементов / систем разломов.

Для данного месторождения общее число данных профилей составляет 15, но в данном исследовании нами было проведен 2D-интерпретации данных сейсмической линии 9902.

Материалы сейсморазведки обрабатываются и интерпретируются с применением программного обеспечения Petrel 2015.

Семь стратиграфических единиц были выделены и полностью очерчены: формация Фартак, формация Харшават, Верхний Карбонатного Кишна, маркер Красного сланца, Верхний терригенного Кишна (резервуар), Нижний терригенного Кишна и формация Саар. Были выбраны разломы, которые включают в себя существенные элементы для определения структурного структуры бассейна и способ заточения углеводородов в ловушках.



Сейсмический разрез 9902 (рис. 1) рассекает скважину Sharyoof-09 в центральной части района исследований и направлен Ю-С.

Данный Сейсмический профиль отражает 5 разломов, среди которых выделяются четыре главных разлома (Разлом 1, 2, 4 и 5). Необходимо обратить внимание, что кроме разлом 2 и разлом 3 все остальные рассекают всю раннемеловую структуру.

Необходимо также отметить, что все разломы простираются в направлении простирания СВ с разными направлениями падения т.е. СЗ для разлома 3 и 4, ЮВ для разломов 1, 2 и 5.

По сейсмической линии в структуре района наблюдаем ступенчатый сброс с центра к ЮВ (разлом 1 и 2). Таким образом, между разломами 1 и 4 ярко выражен горст, а между разломами 4 и 5 – грабен.

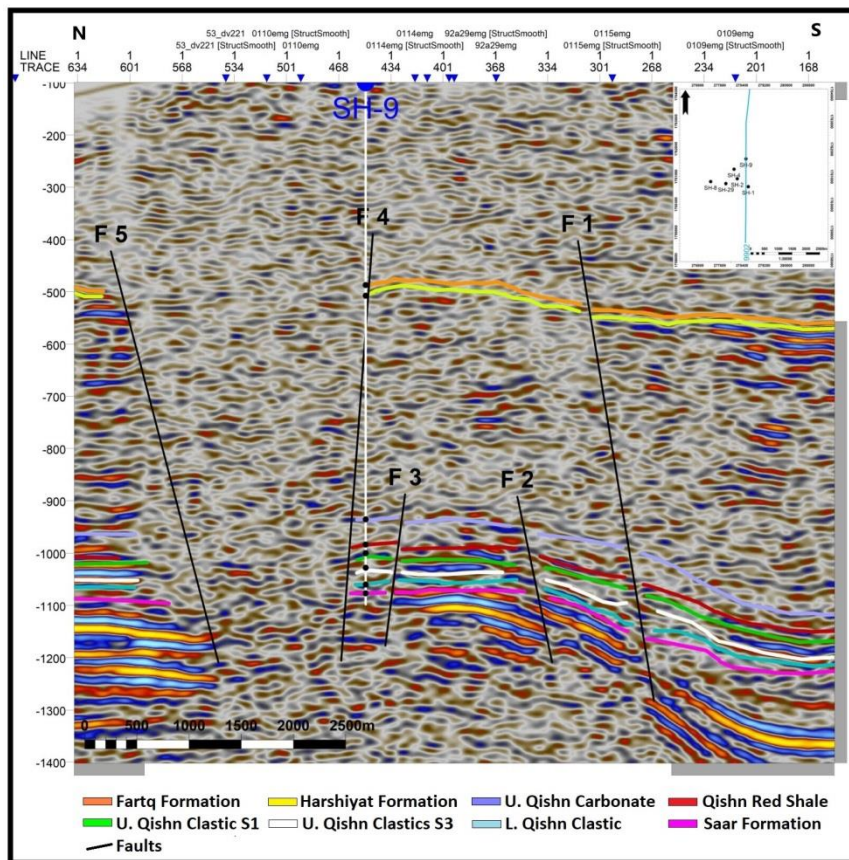


Рис. 1. Сейсмический профиль 9902

Таким образом данные сейсмического отражения (2D), объединенные со скважинными данными позволили выявить точное место образования тектонических нарушений в виде горста и грабена, во многом обуславливающих распределение углеводородов в месторождении Шариуф.

## Литература

1. Nakimi M.H., Saddam A.A., Al-Hamadi S., Petrophysical analysis of Early Cretaceous Saar Carbonates from Sharyoof Oilfield in the Masila Basin, eastern Yemen, and their impact on reservoir properties and quality // Arabian Journal of Geosciences 2015, DOI 10.1007/s12517-015-1972-7



2. Lashin A., Marta, E.B., Khamis, M. Characterization of the Qishn sandstone reservoir, Masila Basin–Yemen, using an integrated petrophysical and seismic structural approach // J. Afr. Earth Sci. 2016, 115, p. 121–142.
3. Senyukov D.V., Abdullah I.A., Abramov V.Y., Diakonov V.V. Overview of the oil industry of the Republic of Yemen in terms of geology and economics // RUDN Journal of Engineering Researches 2016, 1, p. 36–48.



## ВЫБОР МЕСТА ЗАЛОЖЕНИЯ ПОИСКОВОЙ СКВАЖИНЫ ДЛЯ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ПЛАСТА Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> МЕСТОРОЖДЕНИЯ "ИМЕНИ. П.МАНГАЗЕЕВА"

Закиров Булат Айдарович (МГРИ, zakir.5nk@gmail.com),  
Вайнерман Б.П. (доцент, к.г.-м.н. МГРИ, bwinerman@yandex.ru)

### Аннотация

Построена геологическая модель нефтяного месторождения с помощью программы Petrel. Определен участок для первоочередного бурения поисковой скважины.

### Ключевые слова

Скважина, поверхность, моделирование, водонефтяной контакт.

Нефтяное месторождение "Имени П. Мангазеева" открыто в 2012 г в пределах Чкаловского лицензионного участка. В административном отношении месторождение находится на территории Александровского и Каргасокского районов Томской области на левобережье реки Оби.

На месторождении выявлена одна залежь нефти пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>. Строение залежи сложное, по типу резервуара относится к пластовой, по типу ловушки – к сводовой с литологическими ограничениями. Размеры залежи 4,8x1,8 км.

Песчаный пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> васюганской свиты приурочен к надугольной пачке верхневасюганской подсвиты. Пласт представлен частым переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов.

В работе использовались материалы сейсмических исследований и Проекта разведки нефтяного месторождения "Имени П.Мангазеева, результаты испытания скважин и геофизических исследований (ГИС) в пробуренных на данной площади скважинах 15, 16 и 17.

На основе данных ГИС в скв. 15, 16 и 17 была выполнена корреляция разрезов скважин пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>. Это стало основой для построения поверхностей по кровле и подошве пласта (рис. 1).

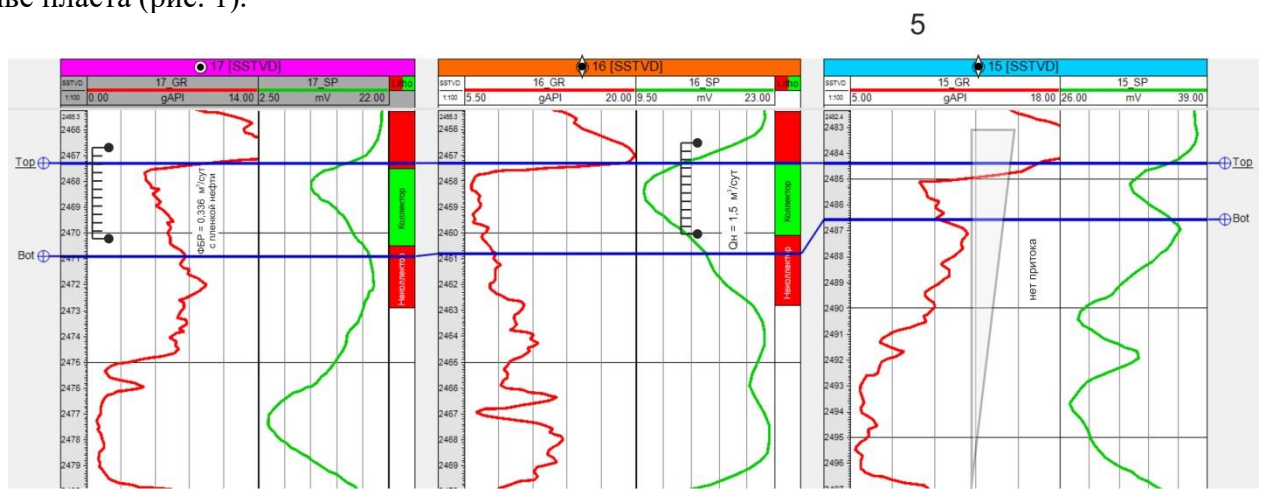


Рисунок 1. Корреляция разрезов скв. 15, 16 и 17

В программе Petrel были построены поверхности по кровле и подошве коллекторов пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>. Структурная карта по кровле коллекторов представлена на рис. 2.

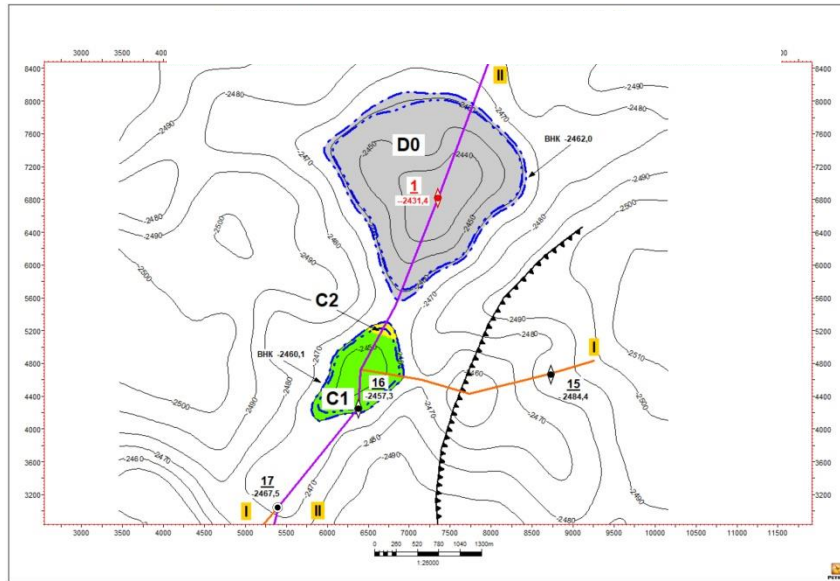


Рисунок 2. Структурная карта по кровле коллекторов пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> с категориями запасов и ресурсов нефти

В скв. 15 наблюдается отсутствие коллекторов. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин представлена на рис. 3.

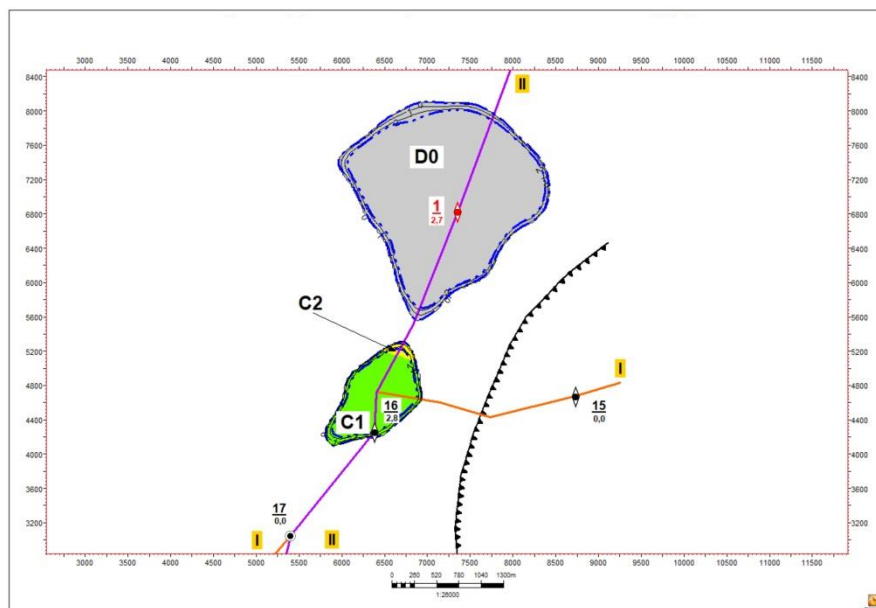


Рисунок 3. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> с категориями запасов и ресурсов нефти

Водонефтяной контакт в районе скв. 16 принят по подошве нефтенасыщенного коллектора и по результатам испытания (см. рис. 1). Условный ВНК на северном куполе (категория ресурсов D0) принят по последней замыкающей изогипсе на структурной карте по кровле коллекторов.

Для изучения геологического строения построены геологические профили, представленные на рис. 4 и 5. На этих профилях отражена пористость коллекторов. Водоносные коллекторы показаны светло-голубым цветом, неколлекторы – синим цветом.

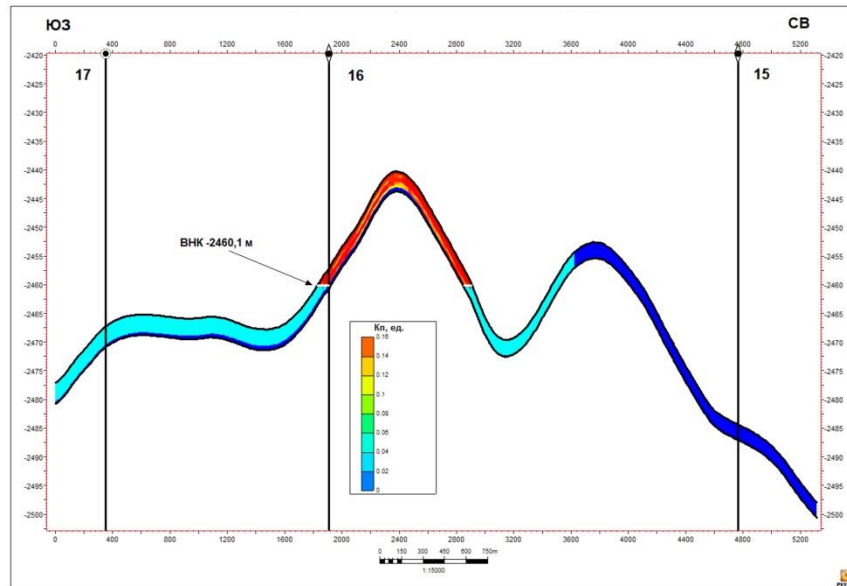


Рисунок 4. Геологический профиль по линии I-I

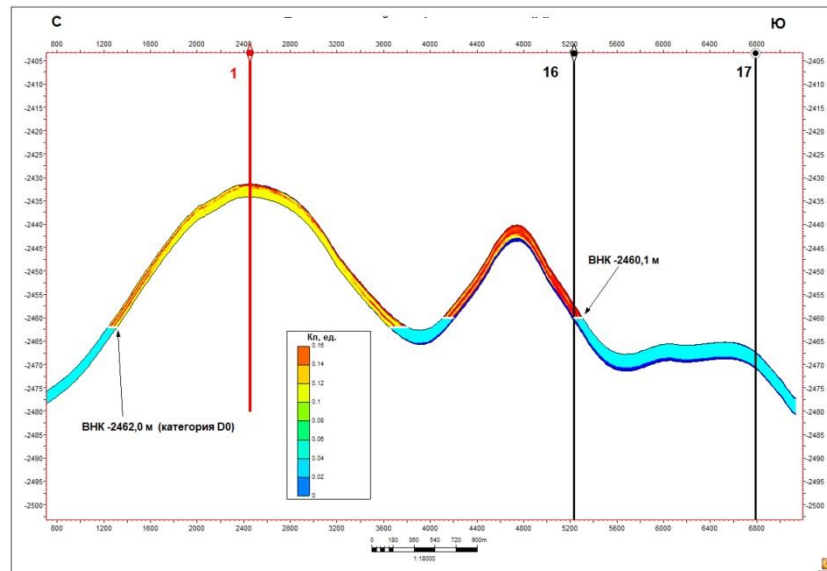


Рисунок 5. Геологический профиль по линии II-II

Анализ геологического строения указанной территории с помощью построенной в программе Petrel трехмерной геологической модели позволил предложить место новой поисковой скважины (скв. 1) на куполе к северу от скв. 16, в которой при испытании была получена нефть (см. рис. 1).

## 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.
3. Геология нефти и газа Западной Сибири. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. М.: Недра. 1975, 680 с.





## **ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ЯРУДЕЙСКОМ НЕФТЕГАЗОНОСНОМ РАЙОНЕ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

*Запьянцев М.А.\* (МГРИ, maxim\_zapyantsev@mail.ru),  
Потёмкин Г.Н. (МГРИ, gpotemkin@list.ru)*

### **Аннотация**

Рассмотрено одно из месторождений Ярудейского нефтегазоносного района Западной Сибири. Продуктивные отложения тюменской свиты характеризуются высокой степенью неоднородности. Существует два варианта интерпретации сейсмических данных, которые приводят к различным геологическим моделям.

В работе проведен анализ сейсмических данных, результатов бурения и промысловых данных для обоснования объективного варианта геологической модели сложнопостроенного объекта.

### **Ключевые слова**

Моделирование, залежь, тюменская свита, нефть, газ.

Исследуемое нефтяное месторождение расположено на севере Западной Сибири, к югу от г. Надым. Месторождение открыто в 1992 году. В пределах лицензионного участка проведена 2D сейсморазведка 5648 пог. км, плотность профилей составляет 1.8 пог. км/км<sup>2</sup>. В пределах ЛУ пробурено 10 поисковых, 2 поисково-оценочных, 3 разведочных и 4 эксплуатационных скважин. В 7 из них отобран керн.

В региональном плане рассматриваемый объект расположен в центральной части Надымской впадины – крупной структуры 1-го порядка. Месторождение приурочено к куполовидному поднятию.

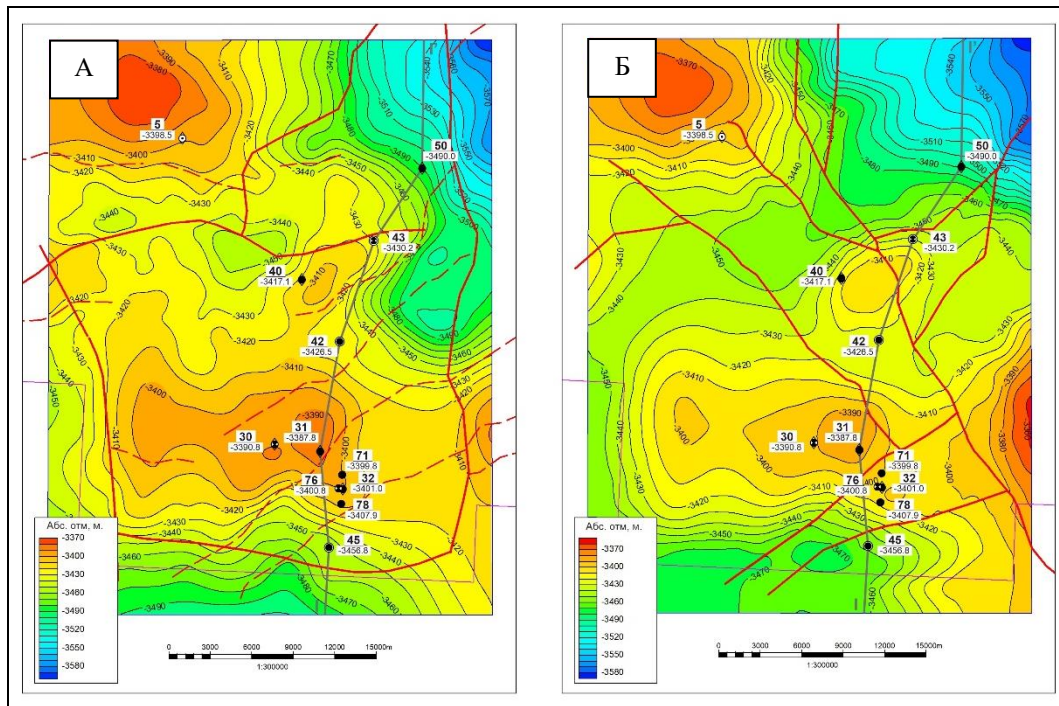
В пределах изучаемой территории промышленная нефтеносность доказана в нижнемеловых (ачимовских), верхнеюрских и среднеюрских отложениях пластов БС<sub>7</sub>, Ю<sub>0</sub> и Ю<sub>2</sub>. В соответствии с действующей классификацией запасов и ресурсов нефти и горючих газов (2013 г.) месторождение относится к группе разведываемых [1]. Основным объектом месторождения является продуктивный пласт БС<sub>7</sub> нижнемеловых отложений, но разведка и изучение юрских (тюменских) продуктивных пластов становится все более актуальной. Запасы пласта Ю<sub>2</sub> этого месторождения относятся к категории трудноизвлекаемых и переведены на льготное налогообложение по параметрам проницаемости и нефтенасыщенной толщины. При испытании пласта Ю<sub>2</sub> исследуемого объекта во всех скважинах получены только безводные притоки нефти, дебитами от 1 до 8 м<sup>3</sup>/сут.

Отложения пласта Ю<sub>2</sub> представлены частым неравномерным чередованием и тонкослоистым переслаиванием аргиллитов, алевролитов, песчаников и прослоев углей, что характерно для континентальных отложений. В связи с чем, при детальной корреляции возникают трудности с расчленением разрезов скважин, ввиду их плохой прослеживаемости, высокой неоднородности и расчлененности [2]. Проблемы геометризации залежи пласта Ю<sub>2</sub> исходят не только от трудностей с корреляцией разрезов скважин, но и от тектонических особенностей исследуемого объекта.

Существуют два варианта интерпретации сейсморазведки, выполненных в разные годы, что привело к двум разным концепциям тектонического и геологического строения месторождения. В программном комплексе Petrel построена геологическая модель для каждой из тектонических концепций рассматриваемого объекта, с целью уточнения геологического строения и выбора наиболее оптимального варианта геометризации залежи пласта Ю<sub>2</sub> тюменской свиты на данном этапе изученности.



На основе детальной корреляции, структурных поверхностей отражающего горизонта и прослеженных тектонических нарушений построены структурные карты по кровле и подошве пласта Ю<sub>2</sub> (рис 1).



**Рисунок 1.** Структурные карты кровли пласта Ю<sub>2</sub> на основе двух вариантов структурного каркаса по данным сейсморазведочных работ (А – первый вариант, Б – второй вариант).

После проведения моделирования распределения коллекторов, на основе различных вариантов результатов интерпретации ГИС, построены структурные карты кровли и подошвы коллектора, с помощью которых получены границы залежи (Рис 2). Следует отметить, что в результате построений первого варианта залежь имеет единый условный подсчетный уровень и геометрически оконтуривается с севера, а с запада, юга и востока экранирована тектоническими нарушениями. Во втором варианте геометризации залежь пласта Ю<sub>2</sub> имеет четыре изолированных блока с разными уровнями водонефтяного контакта. В обоих вариантах моделирования границы залежи предопределены тектоническими нарушениями, но во втором варианте тектоника существенно влияет на геометризацию залежи. Особенностью различий структурного плана этого месторождения является неопределенность исходных данных, а именно структурных поверхностей отражающего горизонта и выделенных тектонических нарушений. Это во многом обусловлено отсутствием детальной 3D сейсморазведки.

После моделирования распределения коллекторов получены карты толщин коллекторов и нефтенасыщенных толщин. На рисунке 3 представлены карты, характеризующие распределение нефтенасыщенных толщин двух вариантов структурного каркаса. Следует отметить характерные различия распределения коллекторов ввиду различий результатов интерпретации ГИС. При блоковом строении второго варианта моделирования, по данным РИГИС, выделяются пропластки коллекторов, насыщенных водой. Это обусловлено неоднозначностью интерпретации ГИС, особенно в части определения характера насыщения, ввиду возможного наличия низкоомных коллекторов в данной части разреза [3].

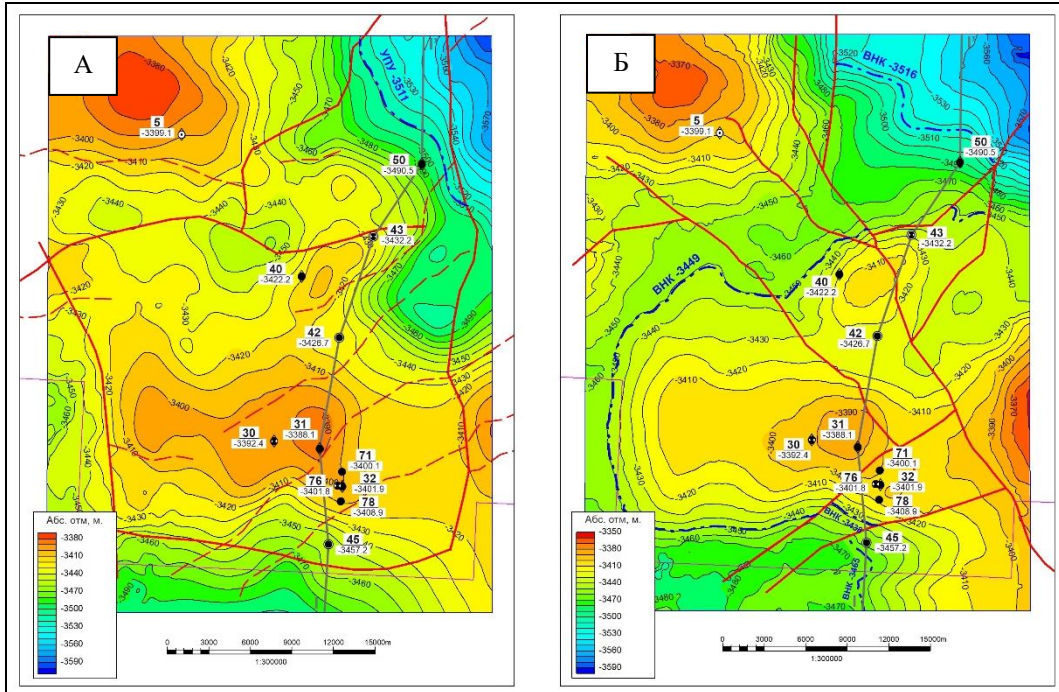


Рисунок 2. Структурные карты по кровле коллектора пласта Ю<sub>2</sub> на основе двух вариантов структурного каркаса (А – первый вариант, Б – второй вариант).

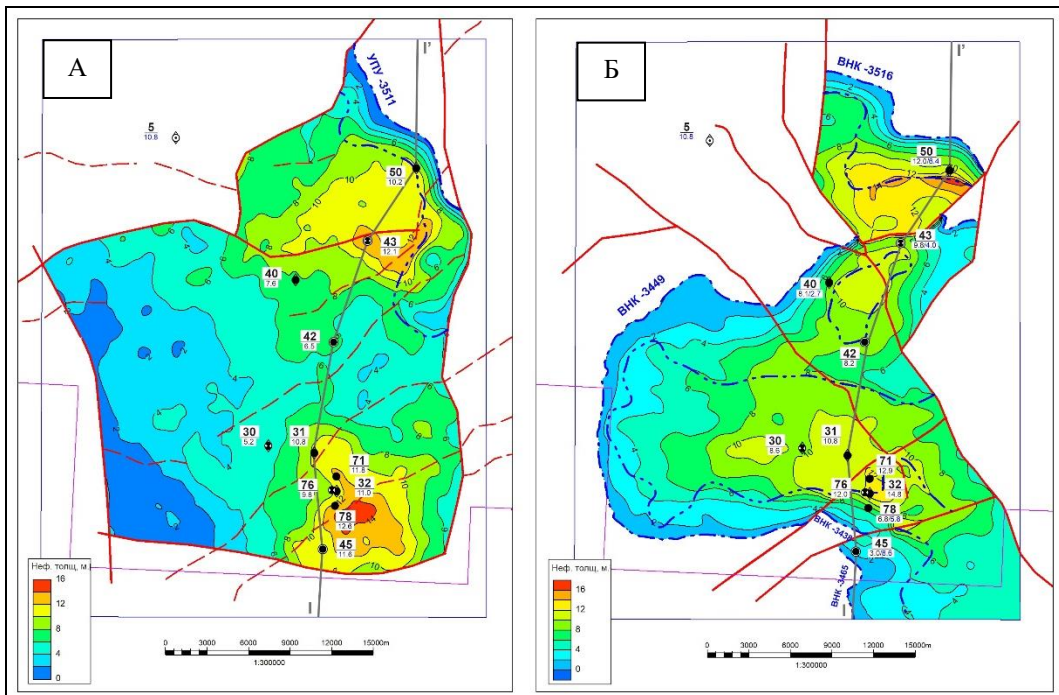
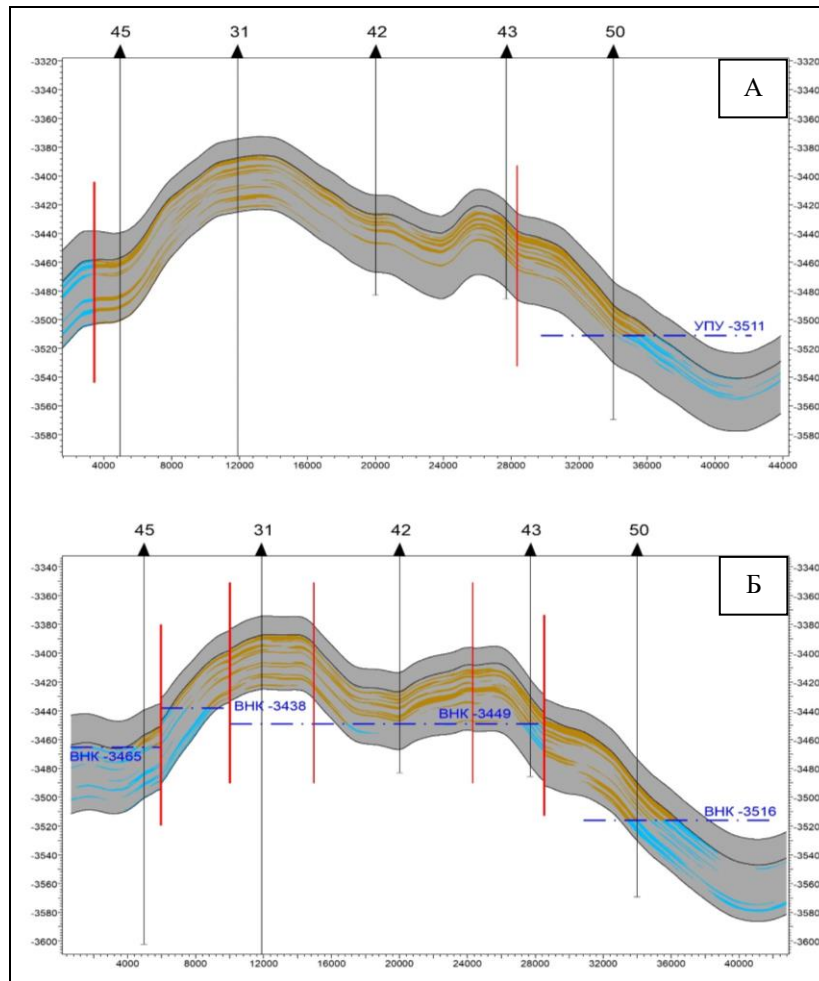


Рисунок 3. Карты нефтенасыщенных толщин пласта Ю<sub>2</sub> на основе двух вариантов структурного каркаса (А – первый вариант, Б – второй вариант).

Геологические профили по линии I-I с юга на север отражают распределение нефтенасыщенных коллекторов и положение ВНК в разрезе (рис 4).

Проведенное моделирование двух вариантов исходных данных пласта Ю<sub>2</sub> тюменской свиты демонстрирует как концепции тектонического строения отражаются на геометрии залежи и в итоге отражаются на величине запасов.



**Рисунок 4.** Геологические профили по линии I-I (А – первый вариант, Б – второй).  
Коричневым цветом показаны нефтенасыщенные коллектора, а голубым - водонасыщенные.

#### **Выводы:**

1. Продуктивные отложения тюменской свиты являются высокоперспективными и льготлируемыми государством, но их освоение осложнено множеством факторов.
2. Сложность геометризации залежей и построений геологических моделей во многом зависят от наличия высокоразрешающей 3D сейсморазведки.
3. основополагающим фактором является выбор наиболее адекватного варианта геометризации по имеющимся данным.
4. Рекомендации по уточнению: проведение детальной 3D сейсморазведки, определение гидродинамической связи между скважинами и обоснования разломов по гидродинамическим исследованиям.

#### **Литература**

1. Гутман И.С. Саакян М.И. Методы подсчета запасов и оценки ресурсов нефти и газа. Издательский дом Недра. Москва, 2017 г. – 366 с.
2. Гутман И.С. Методические рекомендации к корреляции разрезов скважин – М.: ООО "Издательский дом Недра", 2013. – 112 с.
3. Терентьев В.Ю., Дьяконова Т.Ф., Калугин А.А., Комова А.Д., Бата Л.К. Низкоомные коллекторы васюганской свиты: проблемы оценки ФЕС и их решение на Ватьеганском месторождении Западной Сибири. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, №11, 2017 г. – 50-58 с.



## УТОЧНЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ПЛАСТА Д<sub>VI</sub> ТВЕРДИЛОВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ ПРОГРАММЫ PETREL

Кузнецов И.Д. (МГРИ, m3sh977@yandex.ru),  
Вайнерман Б.П. (доцент, к.г.-м.н. МГРИ, bwinerman@yandex.ru)

### Аннотация

С помощью программы Petrel построена геологическая модель нефтяного пласта Д<sub>VI</sub> Твердиловского месторождения. Рассмотрены особенности геологического строения двух нефтяных залежей. Предложено место заложения новой разведочной скважины.

### Ключевые слова

Скважина, поверхность, моделирование, водонефтяной контакт.

В административном отношении Твердиловское месторождение расположено на территории Бузулукского района Оренбургской области.

В пласте Д<sub>VI</sub> выделено 2 залежи.

Наличие залежи, вскрытой скв. 125, доказано испытанием. В процессе разведки при опробовании в колонне получен приток нефти дебитом 18 м<sup>3</sup>/сут. Водонефтяной контакт ВНК принят на абсолютной отметке -3251,4 м по подошве пласта целиком нефтенасыщенного по ГИС.

Вторая залежь выделена в районе скв. 14 и 11. Скважины не опробованы, нефтенасыщены по ГИС. Залежь пластовая, литологически и тектонически экранированная. Наличие литологического экрана обосновано отсутствием коллекторов (по ГИС) в скв. 126, разлом выделен по сейсморазведке. ВНК принят на абсолютной отметке -3267,6 м по подошве пласта в скв. 11 целиком нефтенасыщенного по ГИС.

В работе использовались материалы сейсмических исследований и Подсчета запасов нефти и газа Твердиловского месторождения (по состоянию на 2005г.), результаты испытания скважин и геофизических исследований (ГИС) в пробуренных на данной площади скважинах 11, 14, 125 и 126.

На основе данных ГИС в скв. 11, 14, 125 и 126 была выполнена корреляция разрезов скважин пластов Д<sub>V</sub> и Д<sub>VI</sub>. Это стало основой для построения поверхностей по кровле и подошве пласта Д<sub>VI</sub> (рис. 1).

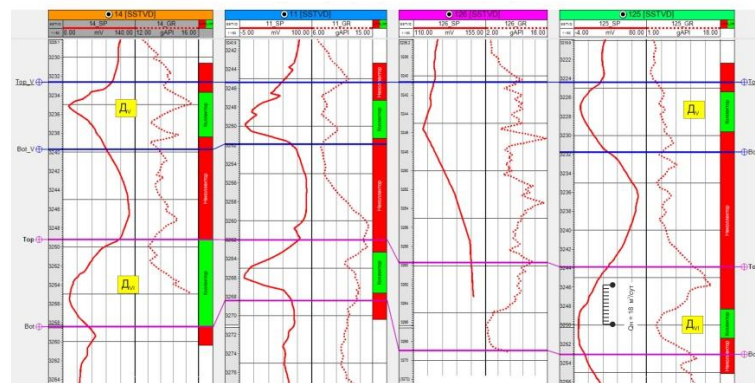


Рисунок 1. Корреляция разрезов скв. 14, 11, 126 и 125

Структурная карта по кровле коллекторов пласта Д<sub>VI</sub> представлена на рис. 2.

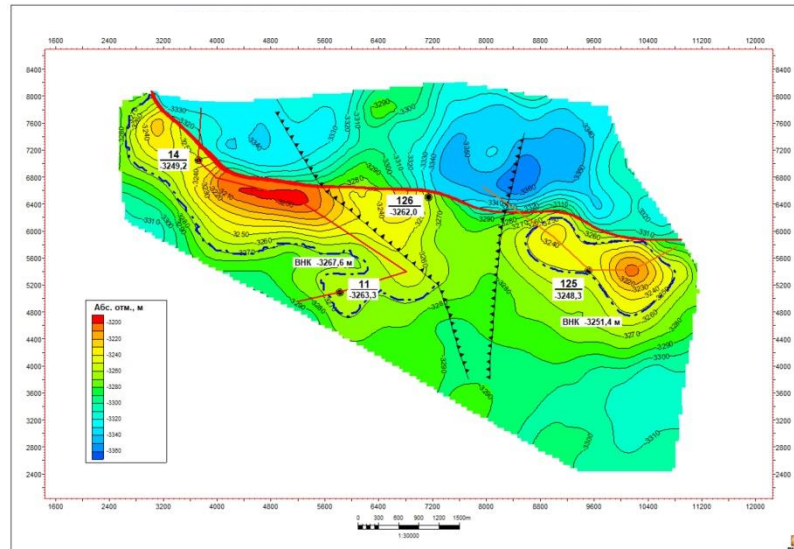


Рисунок 2. Структурная карта по кровле коллекторов пласта  $D_{VI}$

В программе Petrel построена трехмерная геологическая модель для пласта  $D_{VI}$ , что позволило уточнить геологическое строение данного пласта.

В скв. 126 наблюдается отсутствие коллекторов. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин представлена на рис. 3.

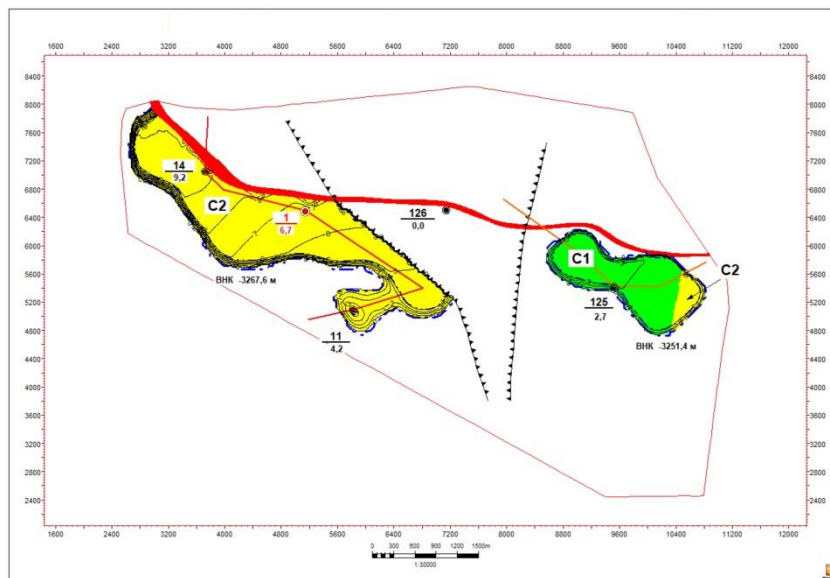


Рисунок 3. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин пласта  $D_{VI}$  с категориями запасов нефти

Для изучения геологического строения построены геологические профили, представленные на рис. 4 и 5. На этих профилях отражена пористость коллекторов. Водоносные коллекторы показаны светло-голубым цветом, неколлекторы – синим цветом.

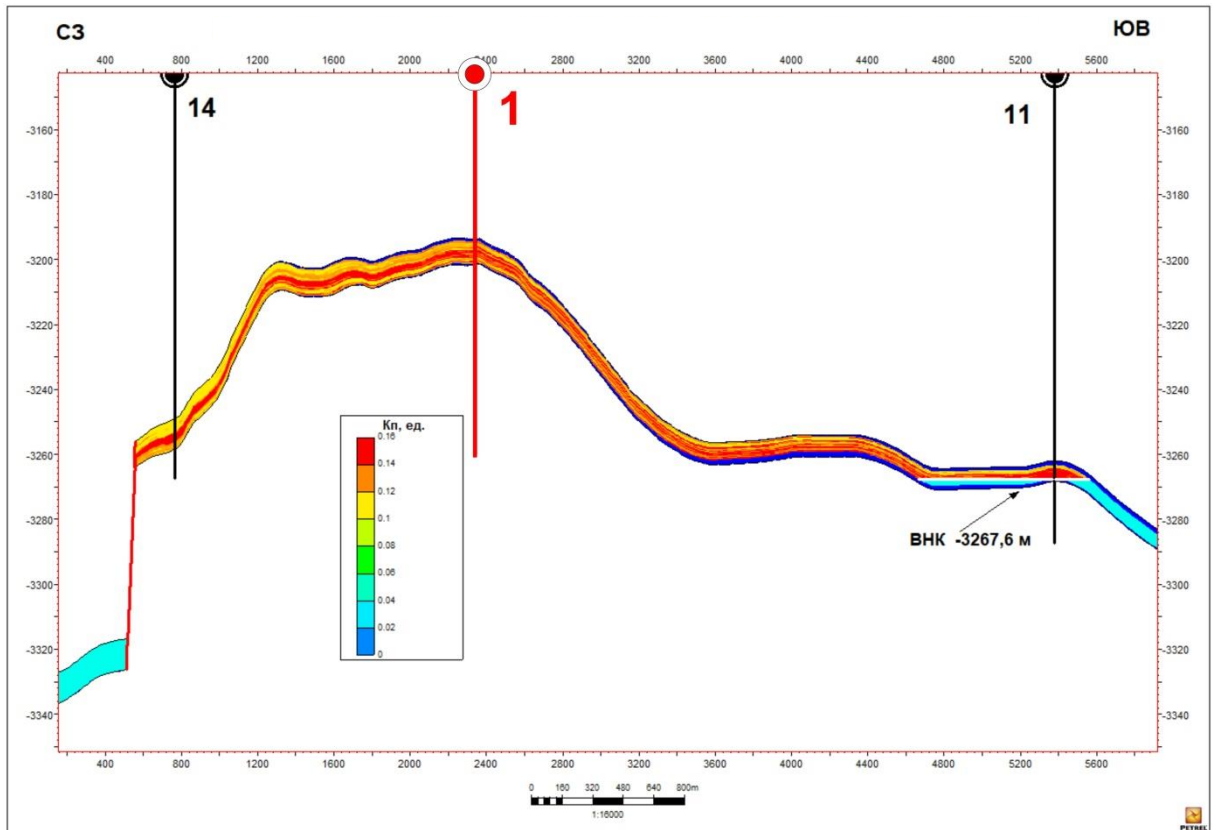


Рисунок 4. Геологический профиль по линии скв. 14-11 (с проектной скв. 1)

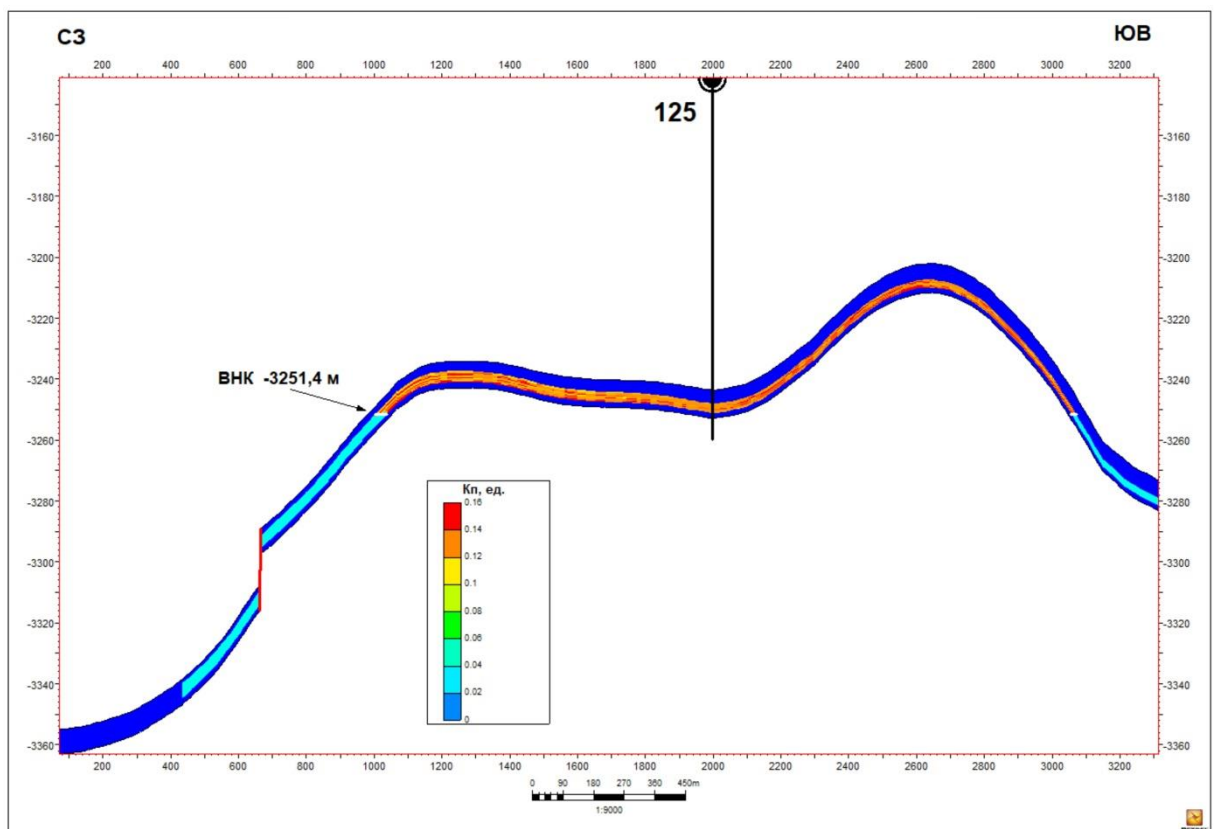


Рисунок 5. Геологический профиль через скв. 125



Проведенное моделирование позволило выделить установленные залежи нефти, а также наметить место заложения новой разведочной скважины (скв. 1)

### **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.
3. Пантелеев А.С. и др. Геологическое строение и нефтегазоносность Оренбургской области. Оренбург, 1997 г.
4. Пороскун В.И. Подсчет запасов нефти и газа Твердиловского месторождения (по состоянию на 01.01.2005). Москва, 2005.





## ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА ШЕЛЬФА ВОСТОЧНО - СИБИРСКОГО МОРЯ

Р.А. Мамедов (МГРИ, rus\_tamedow@mail.ru)

С.А. Гурянов (МГРИ, guryanovsa@mgri.ru)

С.А. Мамедова

### Аннотация

В работе приведены данные о сейсмических исследованиях Новосибирского прогиба и поднятия Де-Лонга на шельфе Восточно-Сибирского моря, где удалось выделить пять зон возможного нефтегазонакопления (ЗВНГН).

### Ключевые слова

Шельф Восточно-Сибирского моря, поднятие Де-Лонга, Новосибирский прогиб, эпикиммерийская плита, генерационные толщи, клиноформы.

В осадочном шельфе Восточно-Сибирского моря выделяются следующие четыре подразделения аляскинской шкалы: эллесмерский (верхнедевонско-нижнемеловой) мегакомплекс, включающий верхи бофортского (готерив-барремского) рифтового комплекса, нижнебрукский (апт-маастрихский) и верхнебрукский (палеоцен-плиоценовый) комплексы (рис.1).

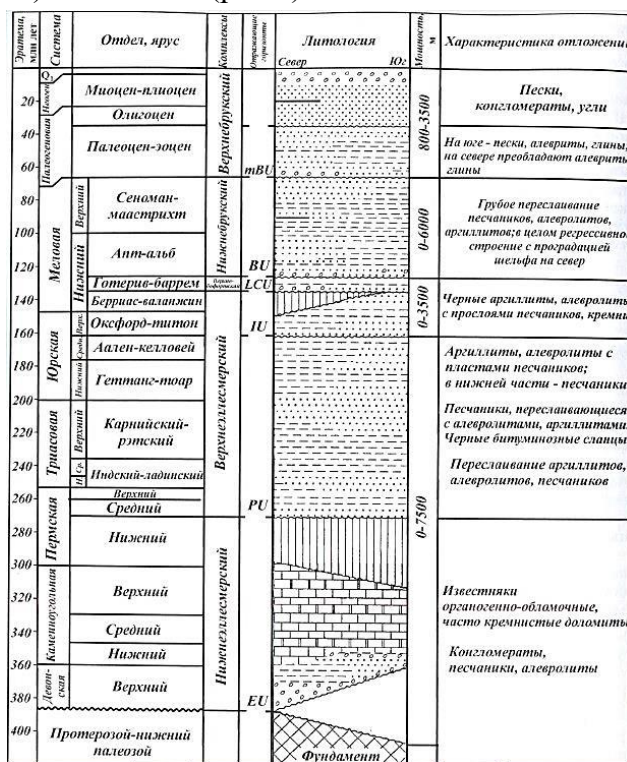


Рисунок 1. Восточно-Сибирское море. Прогнозный литолого-стратиграфический разрез чехла эпикаледонской платформы.

В пределах шельфа Восточно-Сибирского моря выделяются два надпорядковых тектонических элемента: Новосибирская эпикиммерийская (эпимезозойская) плита и Гиперборейская краевая плита с каледонским и частично более древним фундаментом [2]. Гиперборейская эпикаледонская краевая плита, занимающая половину площади шельфа Восточно-Сибирского моря, продолжается в Чукотское море и далее охватывает Северный склон Аляски. Основными структурами на шельфе в



гиперборейской плите являются: поднятие Де-Лонга, Жоховская впадина Дремхедский прогиб и Шелакское поднятие. Поднятие Де-Лонга представлена преимущественно позднекайнозойскими осадочными породами, мощность – первые сотни метров, в радиальных грабенах до 1 км (рис.2).

Для оценки ресурсов УВ осадочного чехла на поднятии Де-Лонга были проведены сейсморазведочные работы МОВ ОГТ 2D в комплексе с набортной гравиметрией и дифференциальной гидромагнитометрией.

В палеобассейнах позднемезозойского-раннекайнозойского возраста (по реконструкциям Ю. В. Шипелькевича, 1996 г.) прибрежно-морские отложения к центру бассейна сменяются фациями открытого бассейна, то есть отложения в благоприятных условиях могут генерировать нефть. При дальнейшем погружении (ГФГ) нефть выдавливается на периферию бассейна. Следовательно, большинство районов ВСОБ являются перспективными на газ, нефтяные залежи могут быть приурочены к северной окраине Восточно-Сибирского шельфа. При анализе площадного распространения самыми перспективными представляются борта, а также внутренние поднятия, рифтогенные трогги Новосибирского прогиба, клиноформы Северного прогиба [4].

Как высокоперспективные Виноградовым В.А. отмечаются такие структурные элементы, как южное крыло Северо-Чукотского прогиба, Северо-Чукотское поднятие и северное крыло Жоховского (по Виноградову) прогиба на сочленении с поднятием Де Лонга.

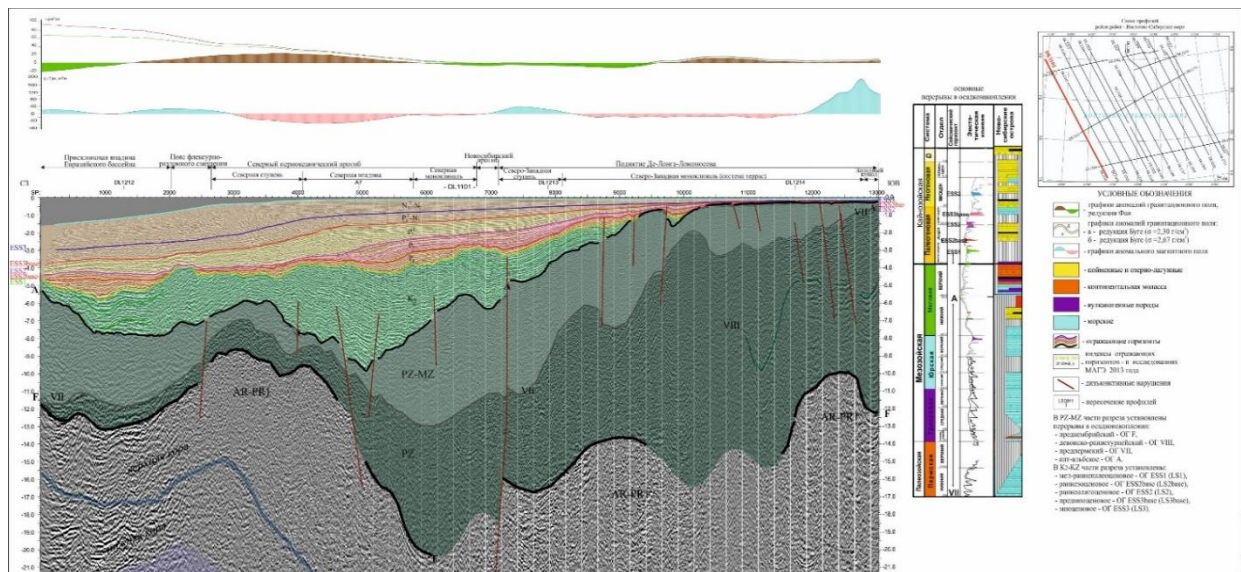


Рисунок 2. Геолого-геофизический разрез по профилю DL1101(СЗ-ЮВ направлении).

Исходя из анализа материалов, полученных в результате сейсмических, сейсмостратиграфических и геологических исследований, удалось выделить пять зон возможного нефтегазонакопления (ЗВНГН) [4].

Первая крупная зона (А), с наиболее высокими перспективами выделена в склоновой части шельфа и сопряжена, в основном, с подводными конусами выноса терригенного материала. Перспективы зоны довольно высоки, поскольку в составе ее осадочного чехла содержатся, скорее всего, генерационные, коллекторские и изолирующие толщи, т.е. имеются все условия для формирования ловушек и залежей УВ. Следующие три зоны (Б, В, Г) гораздо меньшие по площади выделяются в



пределах верхнего склона-шельфа и сопряжены, скорее всего, с клиноформными комплексами эоцена-нижнего олигоцена. Перспективы ЗВНГН довольно высоки, поскольку они находятся на путях миграции УВ и вполне могут служить зонами их аккумуляции. Последняя зона (Д) выделена в северо-восточной части площади. Зона Д обладает, скорее всего, более низкими перспективами нефтегазоносности по сравнению с вышеописанными, поскольку находится в тектоническом плане в зоне пояса флексурно-разломного смещения и будет сопряжена с системой разрывных нарушений. Это создает, как правило, менее благоприятные условия для аккумуляции залежей УВ. Но все же зону Д не следует сбрасывать со счетов. Поскольку в случае тектонического смещения и экранирования коллекторской толщи изолирующей толщей в этой зоне возможно формирование тектонически экранированных залежей УВ.

В структурном плане кристаллического фундамента выявлена серия локальных антиклинальных поднятий, приуроченных к блокам кристаллического фундамента, формирующих террасированные склоны поднятия Де-Лонга-Ломоносова.

В целом локальные антиклинальные поднятия кристаллического фундамента определяют закономерности размещения зон и объектов возможного накопления углеводородов в осадочных комплексах ПСЭ и верхнемелового-кайнозойского бассейнового осадочного чехла (рис.3).

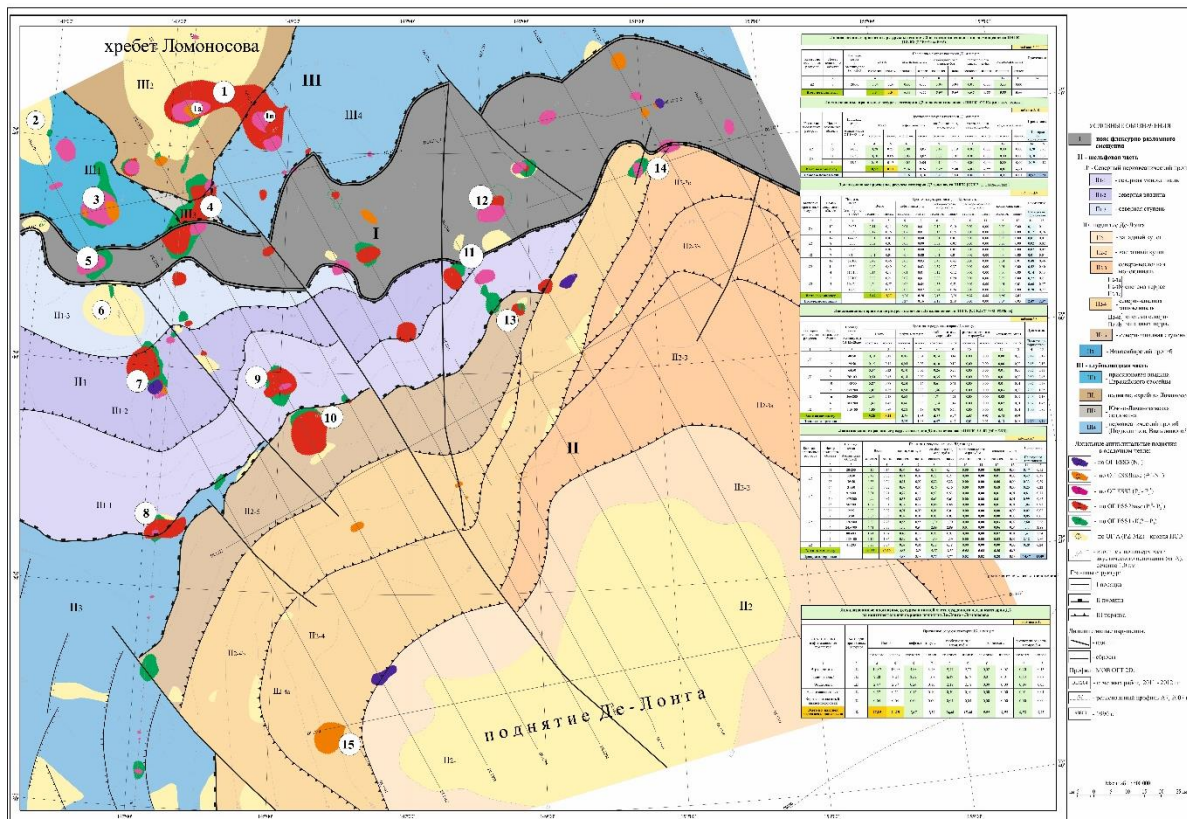


Рисунок 3. Схема расположения локальных антиклинальных поднятий на тектонической основе



### **Литература**

1. О.И. Супруненко, Д.В. Лазуркина «Перспективы нефтегазоности Восточно-Сибирско-Чукотского бассейна», ВСЕГЕИ, 2004г.- с.374-382.
2. Е.В. Захаров, В.А. Холодилов, М.Н. Мансуров, Б.А. Никитин, Ю.В. Шамалов, О.И. Супруненко, Л.С. Маргулис «Геологическое строение и перспективы нефтегазоности шельфа морей России», ООО «Издательство дом Недр », 2011г., с.65-71, с.91-92.
3. В.Ю. Керимов, А.В. Бондарев, Р.Н. Мустаев «Генерационно-аккумуляционные углеводородные системы на Сахалинском шельфе охотского моря», Новые идеи в науках о Земле Материалы 14 Международной научно-практической конференции: в 7-ми томах, 2019г., с.207-211.
4. Т.В. Корчагина, Г.С. Казанин, С.И. Шкарубо «Отчет по объекту «Изучение геологического строения и оценка перспектив нефтегазоности осадочных бассейнов континентальной окраины Восточно-Сибирского моря», Морская арктическая геологоразведочная экспедиция (ОАО МАГЭ), 2013г., с.226-233.



**ИЗУЧЕНИЕ ООЛИТОВЫХ ДОЛОМИТОВ В ОТЛОЖЕНИЯХ  
КАЗАНСКОГО ВОЗРАСТА НА ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН**

*Мударисова Р.А. (Казанский (Приволжский) федеральный университет,  
Казань, rayshania@mail.ru)*

*Волков Ю.В. (Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань,  
lyvolkoff@yandex.ru)*

*Успенский Б.В. (Казанский (Приволжский) федеральный университет,  
Казань, borvadás@rambler.ru)*

*Нурғалиева Н.Г. (Казанский (Приволжский) федеральный университет,  
Казань, nurgal07@mail.ru)*

**Аннотация:** В данной статье представлен краткий обзор распределения оолитовых карбонатов в отложениях казанского яруса. Сверхвязкие нефти, сконцентрированные в пермских отложениях РТ, залегают на небольших глубинах. В тектоническом отношении область максимального казанского битумопроявления приурочена к Мелекесской впадине и прилегающему склону Южно-Татарского свода.

**Ключевые слова:** сверхвязкие нефти, казанский ярус, Мелекесская впадина.

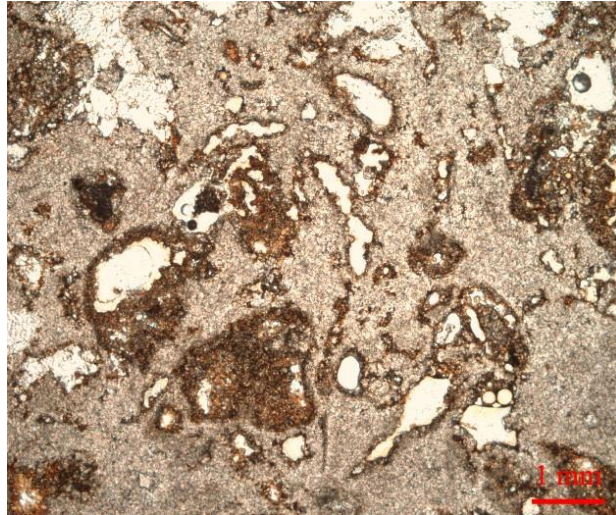
Месторождения сверхвязких нефтей (СВН) в отложениях казанского яруса обычно представляют собой совокупность залежей, приуроченных к терригенным и карбонатным коллекторам, залегающим на разных стратиграфических уровнях, и в тектоническом отношении приурочены к восточному борту Мелекесской впадины. В их состав входят залежи камышлинского, красноярского слоев и серий «ядренный камень» и «слоистый камень» казанского яруса.

Литофация оолитовых карбонатных пород, выделенная Г.А.Петровым (Войтович, 1997) на восточном борту Мелекесской впадины (граница Республики Татарстан и Самарской области), приурочена к камышлиским слоям нижнеказанского подъяруса. Оолитовые карбонатные породы отличаются высокими коллекторскими свойствами: пористость изменяется от 18 до 34%, битумонасыщенность от 6 до 11% к весу породы. К оолитовым доломитам камышлинского слоя приурочено Горское месторождение СВН. Оно контролируется пологим поднятием. Характер распределения СВН на детально разведанных залежах свидетельствуют о том, что их концентрация тесно связана с локальными поднятиями. Образование скоплений СВН контролировалось двумя основными факторами: развитием емкого пласта-коллектора с надежным перекрытием в кровле и наличием положительной структуры. Особенно ярко сочетание этих факторов проявилось на Горском месторождении СВН. Пласт-коллектор (пласты 13, 13а по Эллерну С.С. и Виноходовой Г.В.) (Виноходова и др., 1985) сложен здесь оолитовым и органогенно-обломочным доломитом толщиной до 20 м, коллектор выдержан по площади и занимает приподнятое гипсометрическое положение. Покрышкой служат глинистые породы нижней части красноярского слоя. В случае значительной неоднородности пород и неравномерного развития коллекторов, характер битуминозности меняется. Скопления СВН в этом случае рассеяны по площади и разрезу, часто расположены на разных уровнях, имеют прерывистое распространение даже в контуре одного морфологически выраженного локального поднятия.

По микроописанию керн (50 образцов) в разрезе камышлинского слоя карбонатные оолитовые породы представлены доломитом со сложной структурой: оолитовыми, органогенно-обломочными, комковато-обломочными, тонкозернистыми, псевдооолитами. Наиболее типичные структуры по разрезу камышлинского слоя (слои 13, 13а) представлены ниже.

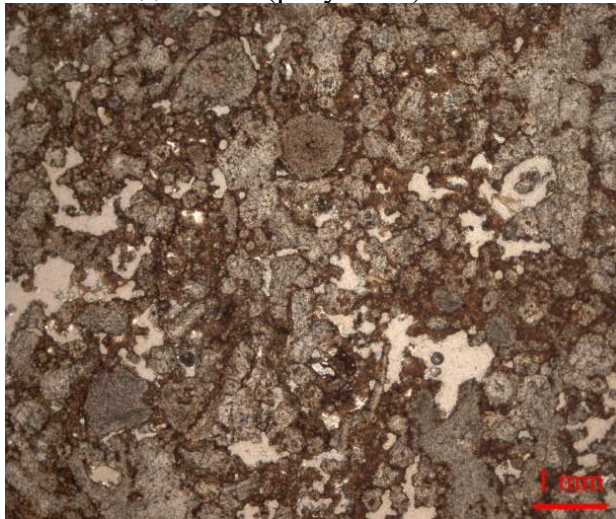


Образец 1. Доломит тонкозернистый, комковатый, комковато-обломочный, с примесью кварца до 10-15%. Слегка битуминозный, битуминозность локализована по порам, частично по порам, частично выполняя их, частично по микротрещинкам. Вокруг пор ареол раскрытия битуминозности, битум из середины, комковатый, комки размером 0,1-0,5 мм, округлые, и имеется широко развитая межкомковатая пористость, местами до 20%. Но поры местами открытые, а местами выполнены кварцем. Местами поры выполнены кварцем, тонко-мелкозернистым. Кварц вторичен к основной карбонатной массе (рисунок 1).



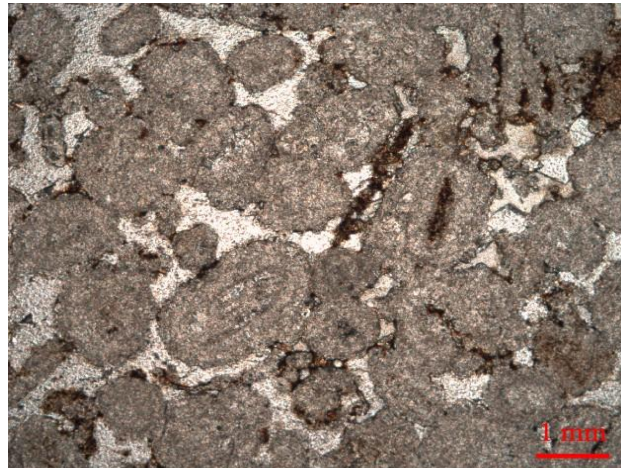
*Рисунок 1. Образец №1. Доломит тонкозернистый, комковато-обломочный.*

Образец 2. Доломит комковатый, мелкокомковатый, комки сложены тонкозернистым карбонатным веществом, местами комки сцементированы тонкозернистым кальцитом, неравномерной цементации, типичных оолитов нет, встречаются круглые кусочки псевдоолиты (рисунок 2).



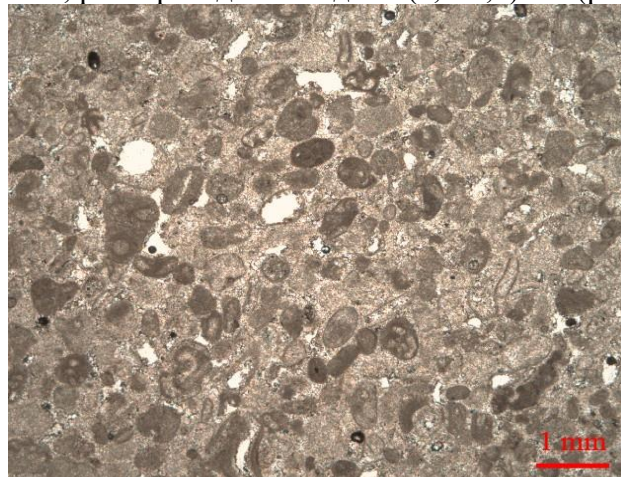
*Рисунок 2. Образец №2. Доломит с включениями псевдоолитов.*

Образец 3. Аналогичен вышеописанному образцу. Доломит комковатый, поры закристаллизованы доломитом, местами по периметру пор участки битуминозности. Присутствуют оолиты (круглые и концентрически зональные), типичные оолиты не все. Пиритизация присутствует.



**Рисунок 3.** Образец №3. Доломит с включениями круглых и концентрически зональных оолитов.

Образец 4. Доломит тонкозернистый, с включениями комковатых псевдооолитовых выделений, размером десятые доли (0,1-0,5) мм (рисунок 4).



**Рисунок 4.** Образец №4. Доломит тонкозернистый, с включениями псевдооолитов.

Таким образом, по микроописанию керна заметно, неоднородное строение коллектора по площади и разрезу. Необходимо провести ряд дополнительных исследований для более полного изучения оолитовых доломитов камышлинского слоя нижеказанского подъяруса.

*«Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 19-35-90060».*

#### **Литература**

1. Виноходова Г.В., Эллерн С.С. О строении нижней части казанского яруса востока Мелекесской впадины и особенности распределения битумов. – В сборнике: Геология и геохимия нефтей и природных битумов. – К: Казанский университет, 1985 г. с. 8-24.
2. Войтович Е.Д. Пермские битумы. Отчет ТГРУ ОАО «Татнефть» - Казань, 1997 - 198 с.



**ВЫДЕЛЕНИЕ РИФОВЫХ ПОСТРОЕК ВЕРХНЕДЕВОНСКОГО ВОЗРАСТА НА НОВОЗЕМЕЛЬСКОМ ПОЛИГОНЕ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ КОМПЛЕКСНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ МЕТОДА МАГНИТОТЕЛЛУРИЧЕСКОГО ЗОНДИРОВАНИЯ И СЕЙСМОРАЗВЕДКИ.**

*Орешкова Мария Юрьевна (Санкт-Петербургский Горный университет, wintersurprise@mail.ru).*

*Фернандес Мамани Алберт Николас (Санкт-Петербургский Горный университет, nikolai.okrepilov@gmail.com).*

*Егоров А.С. (заведующий кафедрой геофизических и геохимических методов поисков и разведки месторождений полезных ископаемых в Санкт-Петербургском Горном университете)*

**Аннотация**

Данная работа содержит информацию о результатах обработки и комплексной геологической интерпретации на основе методов магнитотеллурического зондирования (МТЗ) и метода сейсморазведки МОВ-ОГТ 2D для перспективного на углеводороды лицензионного участка, расположенного на территории Новоземельского учебного полигона в Ямало-Ненецком автономном округе.

В работе представлена интерпретация полученного геоэлектрического разреза и сейсмического разреза, выполнена корреляция опорных горизонтов, построена физико-геологическая модель, выделена рифовая постройка верхнедевонского возраста.

**Ключевые слова:** магнитотеллурическое зондирование, сейсморазведка МОВ-ОГТ 2D, комплексная интерпретация, геологические структуры и тектонические дислокации, грабен, рифовая постройка.

*Целью* данной работы является выделение рифовой постройки и изучение структурных и вещественных особенностей разреза осадочного бассейна Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции в пределах Новоземельского полигона на основе данных метода магнитотеллурического зондирования (МТЗ) совместно с данными сейсморазведки.

*Задачи:*

- 1) Обработать исходные точки геоэлектрических наблюдений с использованием программ SSMT 2000, MT-Editor и построить интерпретационный геоэлектрический разрез с помощью программы WinGLink;
- 2) Выполнить корреляцию опорных горизонтов на сейсмограммах и сопоставить с геоэлектрическим разрезом;
- 3) Выполнить комплексную геологическую интерпретацию по данным МТЗ и метода МОВ (метод отражённых волн) в сечении двух геофизических профилей. Доказать наличие рифовой постройки, характерной для исследуемого региона, оценить перспективность участка на углеводороды.

**Введение**

Рифовые постройки – важный элемент геологических структур. Рифы играют важную роль в образовании подводного ландшафта. Они представляют большой интерес, который направлен в научных и промышленных целях, так как рифы являются показателями тектонических движений, палеогеографической обстановки и нередко вмещают нефть и газ.

Рифы – сооружения из органогенных известняков, расположенные близ уровня моря или на небольших глубинах в прибрежной зоне морей, либо в мелководных теплых морях. Они представляют собой массивные отложения доломита и





водорослевого известняка. На исследуемой территории в геологическом прошлом рифовая постройка находилась на границе шельфа и континентального склона.

Рифовые известняки по классификации карбонатных коллекторов (А.И. Конюхов) относятся к высшему классу емкости (высокие значения проницаемости и пористости). В России рифогенные образования содержат крупные залежи углеводородов (Тимано-Печорская и Волго-Уральская области), а так же во многих странах мира (США, Канада, Мексика).

Рифовые массивы - перспективные природные резервуары - в них содержится высокая доля мировых запасов нефти - при испытаниях и добыче характерно получение высоких дебитов нефти.

В данной работе необходимо выделить рифовое тело, а также возможные тектонические дислокации на основе методов МТЗ и сейсморазведки МОВ-ОГТ 2D.

#### **Географическое положение исследуемой территории**

Исследуемый Новоземельский полигон относится к геологическому листу Уральской серии Q-40 (Печора) с координатами 59°00' восточной долготы и 67°40' северной широты. Данная территория находится на территории Ямало-Ненецкого автономного округа.

Ямало-Ненецкий автономный округ расположен на севере Западно-Сибирской равнины и с севера омывается Карским морем.

#### **Тектоническое строение исследуемой территории**

Лицензионный участок расположен в центральной части Хорейверской впадины в Колвависовской ступени и граничит с тектоническими структурами в направлениях северо-востока с Варандей-Адзвинской структурной зоной, юга-востока с Грядой Чернышева и юга-запада с Колвинским мегавалом.

Хорейверская впадина – сравнительно пологая отрицательная структура с общим наклоном по отложениям верхнепалеозойского (девон и карбон) комплекса. Хорейверская впадина относится к платформенным массивам.

#### **Стратиграфия исследуемой территории**

Осадочный чехол в пределах современной Хорейверской впадины представлен породами палеозойской, мезозойской эратемы и четвертичной системы. Осадочные отложения залегают на фундаменте вендского возраста. Фундамент вскрыт в центральной части Большеземельского палеоподнятия на глубине более 4500 м.

*Венд* - Полимиктовые песчаники, туфы, туфоалевролиты, туфосланцы, конгломераты. Глубина залегания более 4500 м.

*Ордовик* - Гравеллиты, песчаники, алевролиты красноцветные. Мощность 400 м.

*Силур* - Доломиты, известняки, мергели. Залежи нефти. Мощность 950 м.

*Девон* - Известняки и мергели битуминозные, известняки, доломиты, прослой ангидритов. Залежи нефти. Мощность 400 м.

*Карбон* - Песчаники, глины, алевролиты, известняки и доломиты с прослоями глин. Залежи нефти. Мощность 200 м.

*Пермь* - Известняки органогенные, доломиты. Залежи нефти, газа и газоконденсата. Мощность 500 м.

*Триас* - Сероцветные глины, песчаники, алевролиты, прослой конгломератов. Мощность 400 м.

*Юра* - Слюдистые алевролиты, пески и глины со стяжениями карбонатов. Мощность 800 м.

*Мел* - Пески мелкозернистые, алевролиты, глины, пропластки углистых углей и бурых углей. Мощность 600 м.



### **Нефтегазоносность исследуемой территории**

Исследуемый участок Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции расположен в пределах Печорской синеклизы на северно-восточном фланге. К перспективным землям для лицензионного участка относятся отложения среднеордовикского-нижнедевонского доманиково-турнейского яруса, визейско-нижнепермского, верхнепермского-нижнетриасового возраста.

Тимано-Печорская нефтегазовая провинция занимает четвёртое место по запасам нефти в России, открыто 83 месторождения углеводородов, а также открыты рудные месторождения.

Глубина залегания невелика, физико-механические свойства высоки, месторождения имеют высокую рентабельность. Однако остаётся большое количество неразведанных месторождений и целесообразно продолжать геологоразведочные работы на данной территории.

### **Система наблюдений и исходные данные**

Санкт-Петербургский Горный университет проводил работы в августе 2006 года на Новоземельском учебном полигоне. Для обработки нам были предоставлены данные МТЗ с 50 точек наблюдений по двум параллельным профилям. Протяжённость профилей 7000 метров, расстояние между профилями 2000 метров, расстояние между точками 200-250 м. Обработка проводилась нами в лаборатории СПГУ с использованием специализированных программ SSMT 2000, MT-Editor и WinGlink. А также были предоставлены два сейсмических разреза по тем же профилям, но протяжённостью 20 км. Обработка сейсмограмм проводилась в программе RadEx Pro Seismic Software. Также был использован стандартный комплект карт по листу Q-40: карта дочетвертичных образований (геологическая), карта прогноза на нефть и газ, карта четвертичных образований, тектоническая схема.

### **Методы и аппаратурная база**

В последние десятилетия метод МТЗ широко используется для исследования осадочных бассейнов. Магнитотеллурические зондирования в данной работе выполнены с использованием аппаратуры MTU фирмы «Phoenix Geophysics» (Канада): пятиканальной измерительной станции MTU-5, позволяющей регистрировать электрические (Ex, Ey) и магнитные (Hx, Hy, Hz) компоненты магнитотеллурического поля. Вариации электрического поля измеряются с помощью электрических диполей длиной около 100 м со слабополяризуемыми электродами PE-2, а вариации магнитного поля – с помощью индукционных датчиков MTC-50.

В данной работе изучен осадочный бассейн на основе комплексирования методов МТЗ и МОВ-ОГТ 2D на Новоземельском учебном полигоне. А сейсморазведка является основополагающим методом поисков и разведки месторождений углеводородов.

### **Обработка и интерпретация**

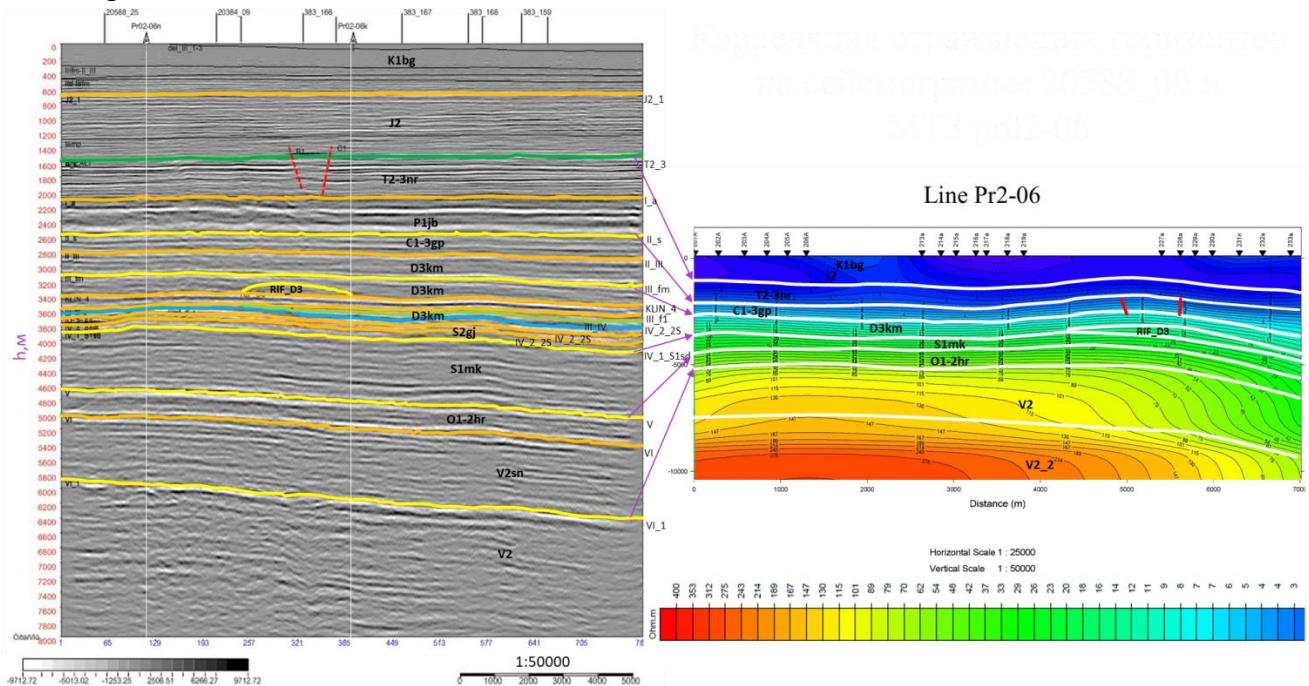
В лаборатории Санкт-Петербургского Горного университета нами были обработаны данные с 50 точек наблюдений МТЗ. В программе SSMT 2000 осуществлялся подбор кривых с помощью коэффициентов Фурье. В программе MT Editor полученные кривые были обработаны. А в программе WinGlink, которая является мультидисциплинарной программой, чтобы обработать, интерпретировать и интегрировать геофизические данные в уникальной модели интерпретации, были получены геоэлектрические разрезы по двум профилям. Затем была выполнена корреляция опорных горизонтов (ОГ) по данным сейсморазведки и МТЗ, а также построена физико-геологическая модель по результатам работы.

В результате первичной интерпретации выделена грабеновая структура и рифовая постройка на территории исследуемого полигона. На профиле Pr04 выделяется



рифовая постройка и относительно небольшой по размерам сброс. А на профиле Pr02 выделяется грабеновая структура, а также рифовая постройка, но меньшего размера, чем на Pr04.

Полученный геоэлектрический разрез очень хорошо коррелирует с сейсмическим разрезом. На обоих разрезах отчетливо выделяется рифовая постройка и её границы совпадают (Рис.1). Методы, использованные на данной территории, хорошо подтверждают друг друга и делают полученную геологическую модель более достоверной и точной.



**Рис.1** Пример корреляции отражающих горизонтов на сейсмограмме 20588\_09 и МТЗ pr2-0

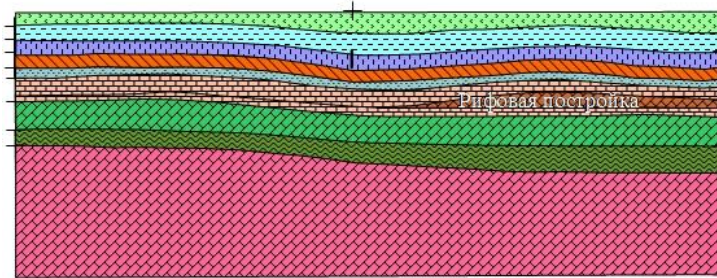
### Заключение

На основании сейсморазведочных и МТЗ данных построена геологическая модель, определена глубина верхней границы рифового тела (3200 м) и нижней границы (3400 м), а также выделены 3 продуктивных горизонта на углеводороды (Рис.2):

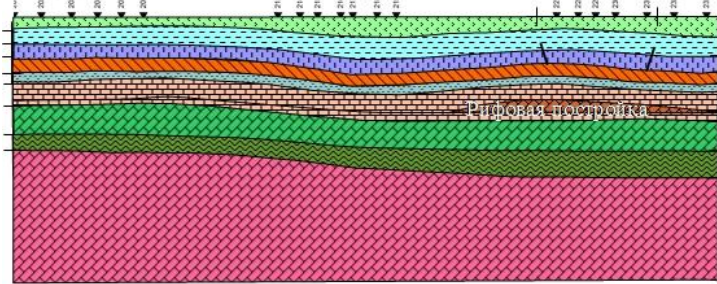
- 1) ОГ I<sub>a</sub> (P1jb+sm) – приурочены ассельско-сакмарские карбонатные комплексы. На временном разрезе наблюдается положительная фаза – 1,655-1,720 с. Присутствуют резкие переходы время пробега волны из положительной фазы к отрицательной фазе. Среднее  $\rho_k$  горизонта ~ 900 Ом·м.
- 2) ОГ II<sub>s</sub> (C1gr) - характерны терригенные и карбонатные породы. Среднее  $\rho_k$  толщи ~ 700 Ом·м.
- 3) ОГ II-III (D3км2) – приурочены фаменские карбонатные комплексы. Время пробега для карбонатных среднефаменских комплексов равно 1,885-1,965 с. по положительной фазе. Для карбонатных построек 1,895-2,030 с. по отрицательной фазе. Для рифовой постройки характерно увеличение скорости упругих волн. На подошве доманикового горизонта наблюдается отрицательная фаза - 2,140-2,195 с. Среднее  $\rho_k$  для комплексных девонских толщ >1000 Ом·м.



Pr04



Pr02



Условные обозначения



Horizontal Scale 1 : 25000  
Vertical Scale 1 : 50000

Рис. 2 Геологическая модель по результатам МТЗ и сейсморазведки

### Литература

1. А. С. Егоров, И. Б. Мовчан Комплексирование геофизических методов // Учебное пособие. Санкт-Петербургский горный ун-т. 2018. 116 с.
2. Баранова А.В., Михайлова М.В. Литология и генезис верхнедевонских карбонатных отложений Центрально-Хорейверской и Дюсушевской зон Тимано-Печорской провинции // Рифогенные зоны и нефтегазоносность. 1991 г. 73-85 с.
3. Водолазская В. П., Опаренкова Л. И., Зархидзе Д. В., Иванов Н. Ф. и др. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Серия Уральская. Лист Q-40 – Печора // Объяснительная записка. СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ. 2013. 365 с..
4. Бердичевский М.Н., Дмитриев В.И. Модели и методы магнитотеллурики // Москва, Научный мир. 2009. 680 с.
5. Ступакова А.В. Тимано-Печорский бассейн. Строение и основные этапы развития // Москва: Георесурсы. 2017. Спецвыпуск, часть 1. с. 56-64.



## ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ ПОДЗЕМНЫХ ВОД ГОРОДА КАЗАНИ

*Петрова Д.И.\* (Казанский федеральный университет, darja\_scorpion@mail.ru)*

### Аннотация

Формирование химического состава подземных вод контролируется характером водообмена и временем взаимодействия в системе вода – порода, а также техногенными процессами.

**Ключевые слова:** подземные воды, катионы, анионы, Казань, гидрохимический фактор

На сегодняшний день город Казань является одним из крупнейших городов России. Здесь сосредоточено 3069 крупных, средних и мелких промышленных предприятий. Территория города составляет 425,3 км<sup>2</sup>, население на 2020 год составляет 1125 тыс. человек. Город расположен на берегу реки Волги и вытянут вдоль побережья на 20 км. Столица Республики Татарстан в настоящее время не имеет достаточно надежного источника питьевого водоснабжения.

Рассматриваемая территория в соответствии с гидрогеологическим районированием, расположена в пределах Камско–Вятского артезианского бассейна на границе его сочленения с Волго-Сурским артезианским бассейном по руслу Волги.

На территории города Казани выделяется несколько продуктивных гидрогеологических комплексов, имеющих различные характеристики по условиям распространения, мощности, фильтрационным свойствам и качеству содержащихся в них подземных вод. Наиболее используемыми для питьевого и технического водоснабжения являются следующие комплексы:

1. водоносный локально водоупорный неогеново-четвертичный аллювиальный (N - aQ);
2. водоносный верхнеказанский карбонатно-терригенный (P<sub>2</sub>kz<sub>2</sub>);
3. водоносный нижнеказанский карбонатно-терригенный (P<sub>2</sub>kz<sub>1</sub>);
4. слабоводоносный локально-водоносный сакмарский карбонатный (P<sub>1</sub>s).

Выделенные гидрогеологические подразделения находятся в зоне активного водообмена. Движение подземных потоков в этой зоне находится под дренирующим влиянием крупных рек района. Единый подземный поток этой системы направлен к рекам Волга, Казанка.

Основными показателями химического состава подземных вод, осложняющими их использование для хозяйственно-питьевого водоснабжения являются жесткость, минерализация, содержание сульфатов.

К ведущим гидрохимическим факторам относится состав водовмещающих пород [1, 2]. В водоносных горизонтах, заключенных в осадочных толщах, обогащение вод ионами осуществляется непосредственно за счет выщелачивания растворимых минералов. Например, главнейшими растворимыми минералами, определяющими в основном химический состав подземных вод Казани, являются кальцит CaCO<sub>3</sub>, доломит CaMg(CO<sub>3</sub>)<sub>2</sub>, гипс CaSO<sub>4</sub>·2H<sub>2</sub>O и ангидрит CaSO<sub>4</sub>.

Для осадочного чехла Приказанского района характерна прямая вертикальная

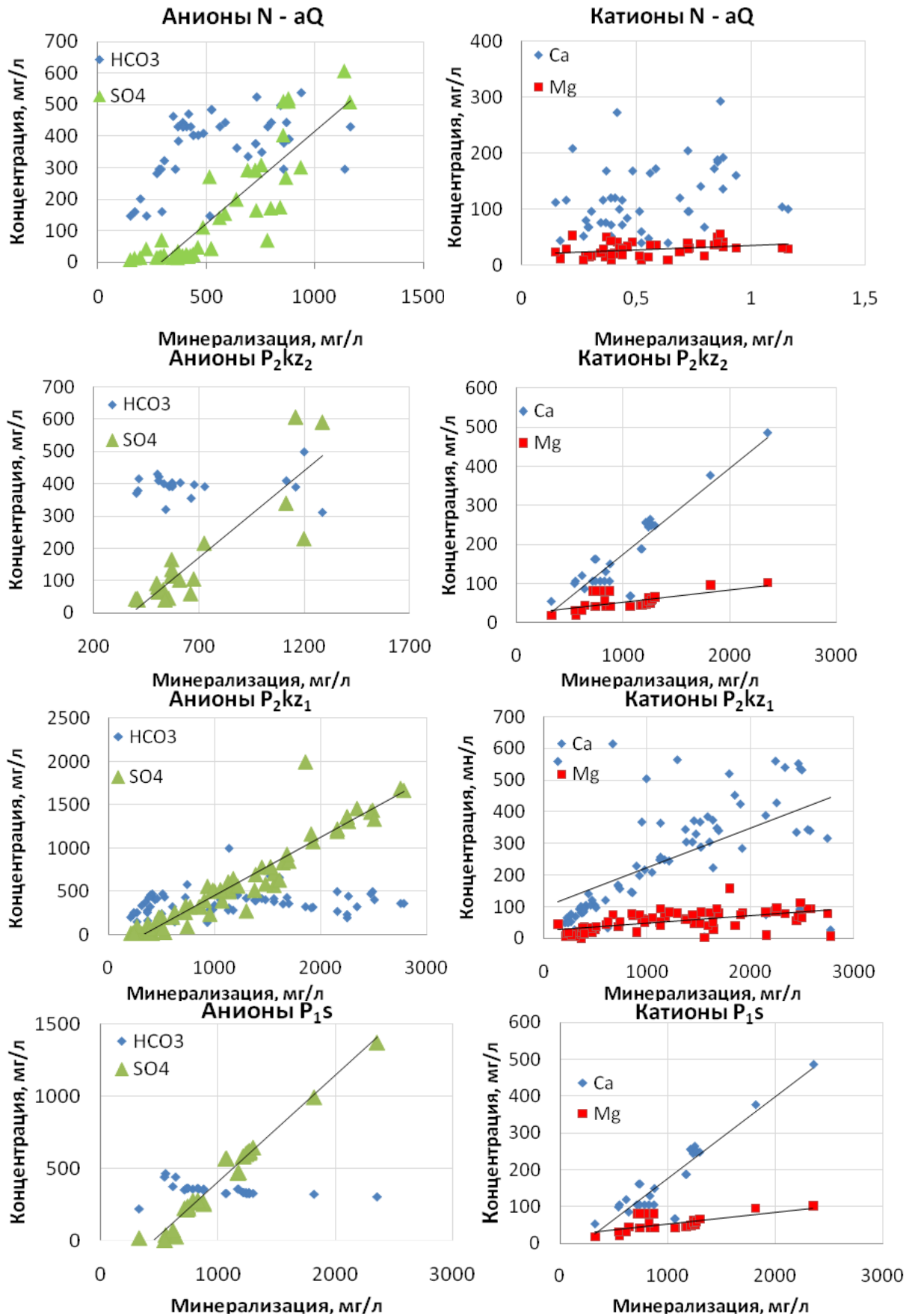


Рисунок 1 – Зависимость концентрации основных катионов и анионов в подземных водах от их минерализации



гидрогеохимическая зональность, выражающаяся в следующей смене типов подземных вод (сверху вниз):  $(\text{HCO}_3\text{-Ca}) - (\text{SO}_4\text{-HCO}_3\text{-Ca}) - (\text{HCO}_3\text{-SO}_4\text{-Ca-Mg}) - (\text{Cl-SO}_4\text{-Ca-Mg-Na})$ . Ведущим фактором формирования минерализации подземных вод является углекислотное выщелачивание и растворение. При этом химический состав подземных вод, питание которых осуществляется, преимущественно, за счет инфильтрации атмосферных осадков определяется условиями затрудненного водообмена, умеренного климата при недостаточном дренаже и проницаемости пород. В результате в верхней части разреза формируются смешанные типы подземных вод с разной степенью минерализации: от пресных до маломинерализованных вод.

В питьевых водах за счет техногенного воздействия промышленных предприятий отмечаются отдельные повышенные концентрации сульфатов и хлоридов, однако доминирующим анионом в подземных водах является гидрокарбонат-ион (рис. 1). В водах с минерализацией более 1000 мг/л преобладающим анионом становится сульфат-ион, что связано с ростом содержаний гипса и ангидрита от казанских отложений к сакмарским.

Закономерности изменения химического состава подземных вод и их минерализации отображены на графиках (рис.1). Как видно из приведенных графиков, катионный состав подземных вод характеризуется преобладанием кальция, который прямо связан с ростом минерализации вод в пермских стратонах. Для кайнозойских отложений положительная связь между кальцием и минерализацией проявлена неотчетливо, т. к. здесь отсутствуют карбонатные породы, а питание неоген-четвертичного комплекса происходит путем инфильтрации атмосферных осадков, а также под воздействием техногенного пресса.

По левобережью Волги на площади распространения аллювиальных отложений характер изменения химического состава и минерализация, как по площади, так и по глубине определяется в первую очередь разгрузкой подземных вод из нижнепермских водоносных комплексов, которая дренирует в Куйбышевское водохранилище. Подземные воды водоносных комплексов в удалении от зон разгрузки глубоких нижнепермских горизонтов имеют преимущественно гидрокарбонатный кальциевый состав, в зоне разгрузки - воды приобретают сульфатный состав, повышенную жесткость и минерализацию.

## **Литература**

1. Никаноров А. М. Гидрохимия. – СПб: Гидрометеиздат, 2001. – 444 с.
2. Шварцев С.Л. Геологическая эволюция и самоорганизация системы вода–порода. Т. 2: Система вода–порода в условиях зоны гипергенеза / С.Л. Шварцев, Б.Н. Рыженко, В.А. Алексеев и др.; отв. ред. Б.Н. Рыженко. – Новосибирск: Издательство СО РАН, 2007. – 389 с.



## ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ ДИВЕРГЕНТНЫЙ КАРОТАЖ КАК МЕТОД КОНТРОЛЯ ЗА СОСТОЯНИЕМ ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕНИЯ ПЛАСТОВ КОЛЛЕКТОРОВ

Денис Андреевич Сизов (ООО «ИНТЕХ-Внедрение», Университет «Дубна»,  
lyrs\_77@outlook.com)

### Аннотация

Контроль за состоянием характера насыщения пластов коллекторов в процессе их эксплуатации – одна из важнейших задач промышленной геофизики. Электрический дивергентный каротаж это новый метод в аппаратурно-техническом плане, который позволяет решить эту задачу путем определения удельного электрического сопротивления вмещающих пород через железную обсадную колонну и цементное кольцо. Данные исследования выполняются по заказу отечественных и зарубежных нефтегазодобывающих организаций аппаратурой ЭДК-7 отечественной разработки.

### Ключевые слова

Контроль, насыщение, обсадная колонна

Измерения, проводимые методом электрического дивергентного каротажа (ЭДК), возможны за счет явления оттекания тока от проводника в окружающую низкопроводящую горную среду под действием радиальной компоненты электрического поля. Основываясь на законе Ома, сопротивление определяется током и напряжением. Величина тока, оттекающего в горную породу, рассчитывается по изменению потенциала вдоль колонны и погонному сопротивлению колонны, а напряжение характеризуется самой величиной потенциала между зондом и удаленным электродом на дневной поверхности. Удельное электрическое сопротивление (УЭС) массива горных пород пропорционально частному от деления напряжения на величину оттекающего в горную породу тока.

Аппаратура ЭДК-7 [5] реализована в виде многоэлектродного зонда: два питающих электрода  $A_1$  и  $A_2$ , пять измерительных электродов  $M_1-M_5$ , В – электрод (заземление) и  $N_{уд}$  – измерительный электрод, закрепленный на устье скважины. Питающие электроды расположены в верхней и нижней части зонда, а между ними расположены измерительные электроды на равном удалении друг от друга (рис 1).

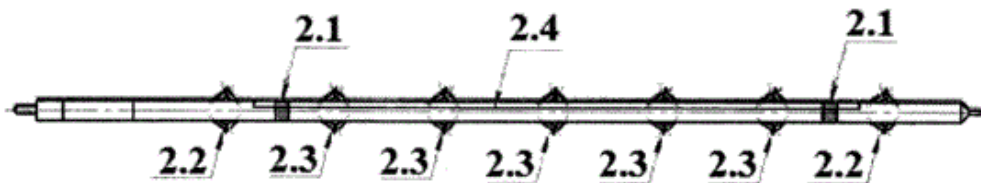


Рисунок 1. Схема зонда ЭДК-7, где - 2.1 - изоляционные вставки, 2.2 - токовые электроды, 2.3 - измерительные электроды, 2.4 - соединительный провод между корпусами токовых электродов.

Метод позволяет измерять потенциал электрического поля, его вторую разность и погонное сопротивление обсадной колонны путем использования последующего математического алгоритма пересчета измеренной величины в УЭС вмещающих горных пород:

$$\frac{dU}{dz} = -I \cdot R_c,$$
$$\frac{d^2U}{dz^2} = -\frac{dI}{dz} \cdot R_c - I \cdot \frac{dR_c}{dz},$$
$$\rho = 2\pi U_R R_c / \left( \frac{d^2U}{dz^2} \cdot K_0(0.004 \cdot R) \right),$$

где  $\rho$  – УЭС,  $U_R$  – потенциал на поверхности обсадной колонны с внешним радиусом  $R$ ,  $dU/dz$  – первая производная потенциала,  $d^2U/dz^2$  – вторая производная





потенциала,  $K_0(x)$  — функция Бесселя нулевого порядка,  $R_c$  — погонное сопротивление колонны.

При аппаратной реализации этих измерений в качестве производной второго порядка  $\frac{d^2 U}{dz^2}$  используется ее конечно-разностный аналог  $\Delta^2 U$  (рис 2), что требует, по крайней мере, трех измерительных электродов, расположенных вдоль оси скважины с внутренней стороны обсадной колонны. Если качество прижима хорошее, то прибор прижимается один раз, при плохом качестве до 3-4 раз. Вертикальная разрешающая способность равна удвоенному расстоянию между соседними измерительными электродами, т.е. 1 м в первом варианте и 2 м во втором варианте.

Измерения ЭДК-7 выполняются в поточечном режиме в 6-ти точках с шагом через 0.5 м. Радиальная разрешающая способность исследования методом ЭДК оценивается от 1 до 8 метров, что является достаточным для выхода за пределы влияния зоны проникновения в коллекторе заполненным флюидом.

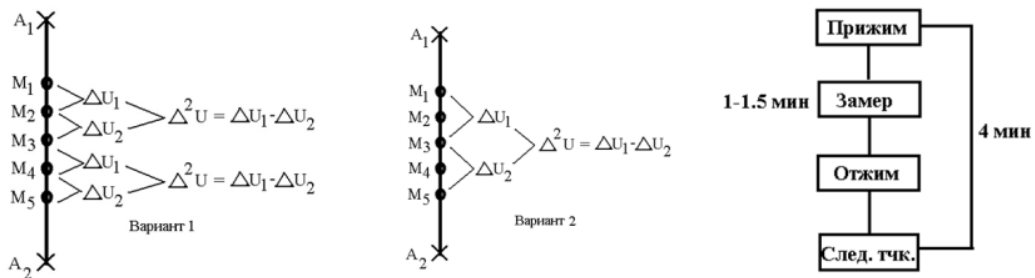


Рисунок 2. Варианты измерения разностного аналога второй производной разности потенциалов.

Известная методика «Повторного каротажа» применима с методом ЭДК, поскольку опорными (сравнительными) измерениями служат данные электрического каротажа в открытом стволе [2]. В этом состоит одно из основных достоинств метода. Установление факта изменения УЭС горных пород со временем является ценной геологической информацией. Интерпретация ЭДК основана на сравнении текущего УЭС с исходными УЭС, замеренными до спуска колонны [3].

Интерпретация ЭДК с целью оценки характера нефтегазонасыщенности является сложным исследованием, требующим доказательств достоверности замеренного текущего УЭС и использования ряда дополнительной геолого-геофизической информации [1].

На рис. 3 интервал 1940.8-1942.8 м представлен тонкими коллекторами толщиной 0.4-0.6 м. При использованном шаге регистрации в 0.5 м на количественном уровне оценка текущего сопротивления затруднительна. Интервал 1943.8-1951 м в открытом стволе оценивался как нефтеводонасыщенный. По показаниям ЭДК видно, что УЭС уменьшилось, из этого можно сделать выводы об уменьшении коэффициента текущего нефтегазонасыщения с исходных 40% до 30%.

Интервал залегания уплотнённого песчаника 1951.0-1953.0 м является хорошим примером опорного пласта для привязки ЭДК. Показания УЭС по ЭДК хорошо коррелируются с показаниями УЭС по боковому каротажу (БК) в открытом стволе.

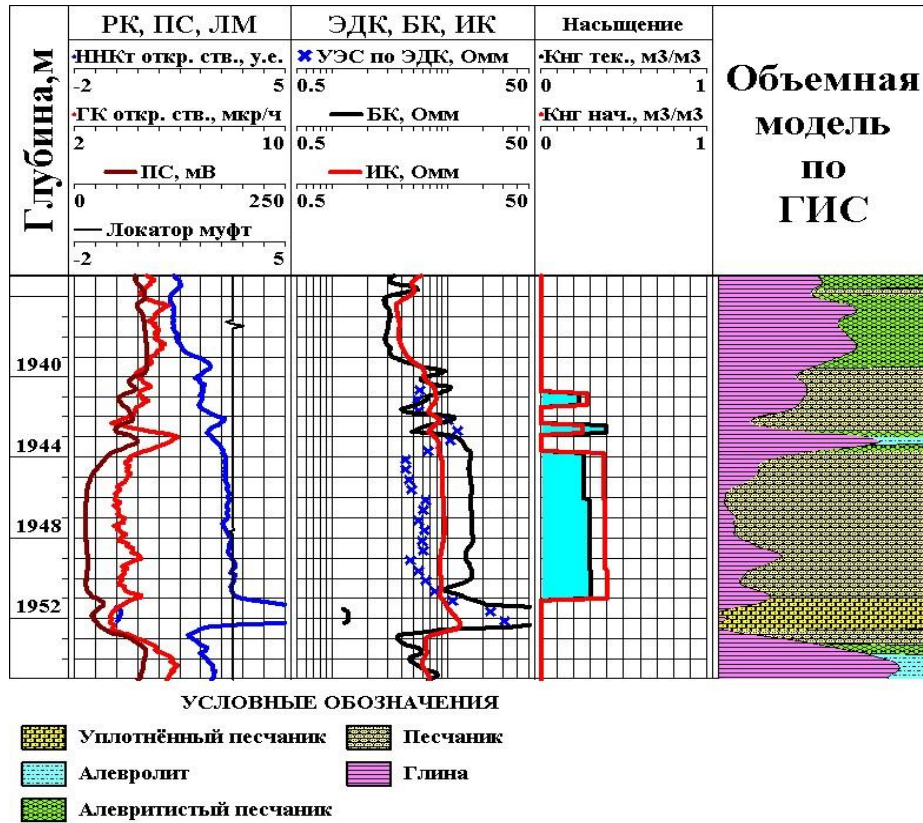


Рисунок 3. Пример 1 интерпретации данных ЭДК.

На рис. 4 интервал 1853.5-1860.0 м представлен глинистыми коллекторами, по данным открытого ствола УЭС составляет 6-7 Ом·м, пласт оценен как нефтенасыщенный. Текущее УЭС по данным ЭДК в этом интервале практически не изменилось и составляет 6-9 Ом·м, и отличается от УЭС в открытом стволе в пределах погрешности (табл. 1) [4]. Основываясь на этом можно сделать вывод о неизменности характера насыщения пласта.

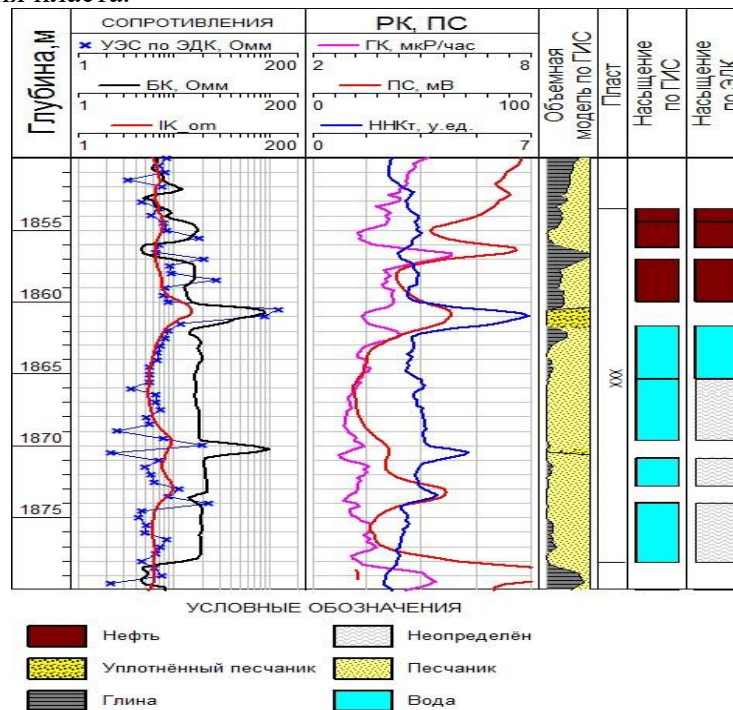


Рисунок 4. Пример 2 интерпретации данных ЭДК.



Интервал 1861.6-1878.1 м оценивался как водонасыщенный, по данным открытого ствола УЭС в нем равно 2.5 Ом·м. Однако текущее УЭС по ЭДК составляет 5.6-7.7 Ом·м, что превышает исходное УЭС даже в пределах величины погрешности. Из этого можно сделать вывод о внедрении в пласт более пресной воды, отличной от пластовой. В таком случае достоверное определение характера насыщения невозможно.

Таблица 1. Оценка погрешности данных ЭДК.

Кровля, м	Подошва, м	Н, м	БК, Ом·м	ИК, Ом·м	ЭДК, Ом·м	Погрешность, %
1848.4	1851.4	3.0	6.3	6.3	8.0	-0.24
1855.8	1856.6	0.8	6.0	6.5	7.6	-0.14
1878.4	1879.0	0.6	5.1	6.3	6.9	-0.09

### Выводы

Метод электрического дивергентного каротажа с использованием аппаратуры ЭДК-7 позволяет решать множество задач, связанных с изучением заколонного пространства. Не только задачу определения характера насыщения пластов коллекторов через обсадную колонну, но и определение водонефтяного контакта (ВНК) и газовой контакта (ГВК), коэффициента остаточного нефтегазонасыщения, пропущенных интервалов продуктивных пластов.

Физические основы метода базируются на фундаментальных законах, однако получение выходных результатов с использованием математического аппарата является сложной задачей. Метод продолжает развиваться в аппаратурно-техническом и математическом направлении.

Нельзя не сказать, что остаются некоторые непонятные явления, связанные с изменением УЭС по ЭДК по отношению к УЭС в открытом стволе, которые требуют специального изучения и составления методик, позволяющих вносить поправки за эти явления.

### Литература

1. Диева Э.В., Акмолова Е.В., Гаранин А.Б. Оценка погрешности прогноза состава притока по величине сопротивления пласта, замеренного аппаратурой электрического дивергентного каротажа. Каротажник, №4. Тверь, 2013 г.
2. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. Москва, «Недра», 1987 г.
3. Кузьмичев О. Б. «Возможности промыслово-геофизических методов для мониторинга разработки месторождений углеводородного сырья» // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2019. Выпуск 6 (300). С 53 — 66.
4. Латышева М.Г., Дьяконова Т.Ф., Цирульников В.П. Достоверность геофизической и геологической информации при подсчете запасов нефти и газа. Москва, «Недра», 1986.
5. Пат. 2691920 РФ. Способ и устройство электрического каротажа обсаженных скважин / В. В. Базин, А. Е. Елисеев, Д. А. Петров и др; ООО «ИНТЕХ-Сервис». – 2018121484; заявл. 13.06.2018; опубл. 18.06.2019, Бюл. №17 – 4с.



## **КОМПЛЕКСНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГРАВИТАЦИОННЫХ И МАГНИТОРАЗВЕДОЧНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ ПРОГНОЗА УГЛЕВОДОРОДОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ “ТОМОГРАФИИ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ПОЛЕЙ” ДЛЯ ЛЕНО-ТУНГУССКОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОВИНЦИИ**

*Фернандес Мамани Алберт Николас (Санкт-Петербургский Горный университет, nikolai.okrepilov@gmail.com).*

*Орешкова Мария Юрьевна (Санкт-Петербургский Горный университет, wintersurprise@mail.ru),*

*Фернандес Попова Антонина Каролайн (Санкт-Петербургский Горный университет, antonina.fernandez@gmail.com).*

*Научный руководитель: доцент кафедры геофизических и геохимических методов и поисков месторождений полезных ископаемых Санкт-Петербургского Горного университета, кандидат геолого-минералогических наук, Алексеев Сергей Георгиевич.*

### **Аннотация**

Работа содержит информацию о последовательности операций качественной и количественной интерпретации гравитационных и магниторазведочных данных при глубинном геоструктурном картировании Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции в программах Surfer 13, Voxler и “томография потенциальных полей”, написанная на языке Visual Basic. Проведен анализ открытых месторождений нефти и газоконденсата изученного региона. Составлена прогнозная карта на углеводороды.

**Ключевые слова:** магниторазведка, гравиразведка, томография потенциальных полей, потенциальные поля, комплексная интерпретация, Лено-Тунгусская НПП, Ковыктинское ГКМ, Ярактинское ГКМ.

*Цель работы:* изучить глубинное строение фундамента и установить закономерности, с которыми могут быть связаны нефтяные месторождения, применяя алгоритмы “томографии потенциальных полей” на языке Visual Basic, рассмотреть особенности уже открытых месторождения нефти и газа, а также выявить перспективные области на углеводороды на основании комплексной интерпретации гравитационных и магнитных полей для Непско-Ботубинской и Ангаро-Ленской нефтегазоносных областей, находящихся на территории Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции.

Исходные данные гравитационных и магниторазведочных данных листа О-48 были представлены для самостоятельной обработки и комплексной интерпретации в лаборатории Санкт-Петербургского горного университета в 2019 году.

### *Задачи:*

1) Обработать исходные гравитационные и магнитные данные, применяя операции фильтрации полей в программах Surfer 13 и построить трехмерную модель в Voxler.

2) Выполнить перерасчёт полей  $dg$  и  $dT$  в глубину по методике Штокаленко в программе “томографии потенциальных полей” на языке Visual Basic и получить гравитационные и магнитные разрезы вдоль открытых месторождений на глубины от 10 до 40 километров.

3) Провести интерпретацию полученных разрезов на примерах Ковыктинского и Ярактинского месторождений углеводородов с использованием данных геологического картирования и установит их общую закономерность. На основании изученных месторождений построить карту прогноза на нефть и газ.

### **Введение**

В последнее время многие месторождения углеводородов уже разведаны вблизи



поверхности ландшафта, теперь наблюдается переход к поиску и освоению неантиклинальных, нестандартных, маломощных, в том числе залегающих на больших глубинах, залежей углеводородов, традиционные подходы часто неэффективны, нередко дают сбой и приводят к неоправданным затратам, что и происходит усложнение решение таких задач. Методы гравиразведки и магниторазведки позволяют изучить глубинное строение фундамента по его плотности и выделить осадочные толщи по намагниченности. Среди современных и быстро прогрессирующих научных методов поиска ресурсов углеводородов следует выделить компьютерные технологии. Изучение открытых месторождений позволяет прогнозировать нахождение залежей углеводородов за пределами планшета на основе анализа полученных комплексных геофизических карт.

### **Географический и геологический очерк исследуемой территории**

Исследуемая территория относится к геологическому листу О-48 и располагается в южной части Сибирской платформы в пределах двух совокупных структурных элементов: Прибайкальской моноклизы и Тунгусской синеклизы. Площадь составляет 158 028 км<sup>2</sup>, располагается в северной части Иркутской области. Крайняя северо-западная часть территории листа, около 15 %, относится к Красноярскому краю. В орографическом отношении территория входит в состав средне - Сибирского плоскогорья и характеризуется (большей частью) низкогорным слабо расчлененным и грядово-холмистым рельефом с абсолютными отметками 340–798 м. Территория приурочена к триасовым трапповым формациям на северо-западном фланге.

### **Нефтегазоносность изученных месторождений**

К Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции относятся газонефтеносные области: Непско-Ботуобинская, Ангаро-Ленская и Катангская (НГО). Геологический Ковыктинское газоконденсатное месторождение расположено на юге Сибирской платформы в пределах Ангаро-Ленской ступени. Газоконденсатная залежь Ковыктинского ГКМ приурочена к терригенным отложениям, песчаникам - коллекторам нижнего кембрия-венда, залегающим на глубине более 3000 метров. Тип ловушки - антиклинальный. Продуктивными пластами являются П2 и П1 парфеновского горизонта с мощностью 14-33 и 38-54 м соответственно. Ярактинское нефтегазоконденсатное месторождение связано с отложениями вендского и кембрийского возрастов - песчаниками ярактинского горизонта общей толщиной до 40 м и парфеновский горизонт залегающие на глубине более 2600 метров. В тектоническом отношении месторождение расположено в пределах юго-западного погружения Непского свода Непско-Ботуобинской антеклизы.

### **О “томографии потенциальных полей”**

Томографией называют послойное исследование объекта, которым, в данном случае, является геологическая среда, представленная пространственными распределениями плотности источников потенциального поля. Поскольку указанные распределения являются эквивалентными решениями обратной задачи, полученные расчётные свойства геологической среды называют эффективными. В томографии размерность результата на единицу больше размерности исходных данных, подобно тому, как вейвлет-преобразования связывают одномерный оригинал с двухмерным изображением.

“Томографией потенциальных полей” называют преобразование данных гравиметрических и магнитных съёмок любого масштаба в решения обратных задач гравиразведки и магниторазведки на языке Visual Basic, разработано Штокаленком Михаилом Бранковичем и др. в Санкт-Петербургском Горном университете.



Преобразование, как правило, послойное, откуда и название метода исследования. Поскольку решения обратных задач заведомо не единственны, важно выяснить, чем же обеспечена геологическая адекватность результатов томографии потенциальных полей. В качестве примера решения обратной задачи рассмотрим результаты в пределах Непско-Ботуобинской нефтегазовой области. Основой для выполнения комплексной обработки и интерпретации геофизических данных являются исходные матрицы гравитационного и магнитного полей листа О-48 (Усть-Илимск) представлены файлами формата \*.grd.

#### Работа с программой “Томография потенциальных полей”

Программа “Томография потенциальных полей” является набором алгоритмизированных макросов в языке VBA предназначена для быстрых решений обратных гравитационных и магнитных задач. Например, макросы: *Макрос Pseudo\_dg* – алгоритм производит расчет псевдогравитационного поля по магнитному полю из исходных файлов в формате \*.grd. Псевдогравитационное поле вычисляется интегрированием гравитационного поля взято по магнитному полю и его уровень, и амплитуда значений устанавливаются по гравитационному полю. Псевдогравитационное поле отражает границы различных неоднородностей, можно сравнить этот макрос с фильтрационными операциями, выделяющими зоны повышенной динамики тектоники первого и второго порядка (зоны разломов и трещиноватости). Данный макрос хорошо применяется для изучения углеводородных районов конкретной территории при трапповых формациях. *Макрос Basement* – макрос рассчитывает глубины поверхности фундамента в километрах со знаком минус в виде \*.grd файла. Фундамент понимается как консолидированная кора и выделяется по степени неоднородности и изменчивости плотности или намагниченности.

#### Пересчёт поля в нижнее полупространство по методике Штокаленко

Сутью методики является послойное восстановление поля вниз по заданным разрезам на исходных картах. В данной методике рассматривается томография на основе аналитического продолжения потенциального поля вниз по известной формуле:

$$U(0,0,h) = 6U(0,0,0) - [U(0,0,-h) + U(0,h,0) + U(h,0,0) + U(0,-h,0) + U(-h,0,0)]$$

где  $U$  – потенциальная функция,  $h$  – глубина пересчёта. Предварительная полосовая фильтрация поля является необходимой частью алгоритма, устраняющей промежуточные особые точки, на которых могло бы расщепиться поле при пересчёте вниз. Промежуточными названы особые точки, расположенные на глубинах меньше глубины пересчёта поля. В программе “Томография потенциальных полей” при задании линии разреза в исходных гравитационных и магнитных полях программа позволяет построить распределения избыточных плотности и намагниченности пород и абсолютных значений плотности по горизонтальным срезам в глубину. Расчет срезов производится при помощи макроса HORIZONTAL LAYER и DIRECT PROBLEM 3D, макросы решают прямую задачу расчёта поля  $dg$  или  $dT$  по горизонтальным срезам эффективной плотности или намагниченности, созданными макросами HORIZONTAL\_DENSITY\_LAYERS или HORIZONTAL\_MAGNETIC\_LAYERS. После операции получается первичный расчет распределения плотности и намагниченности по параллельным срезам на различных глубинах до 60 километров. С помощью макроса DEEP VERTICAL SECTION создаются файлы в формате \*.grd распределения плотности/намагниченности (рис.1 а.б.д.е.). По этим файлам можно построить контурные карты разрезов по данному профилю и посмотреть фактические и реальные графики распределения полей по профилю. Распределение абсолютных плотностей, можно рассчитать с помощью макроса TOTAL DENSITY (рис.1 в.). В работе рассмотрены профили, пересекающие месторождения в горизонтальном и вертикальном сечении (рис.1 г.). Разрезы построены для Ковыктиского, Ярактинского и



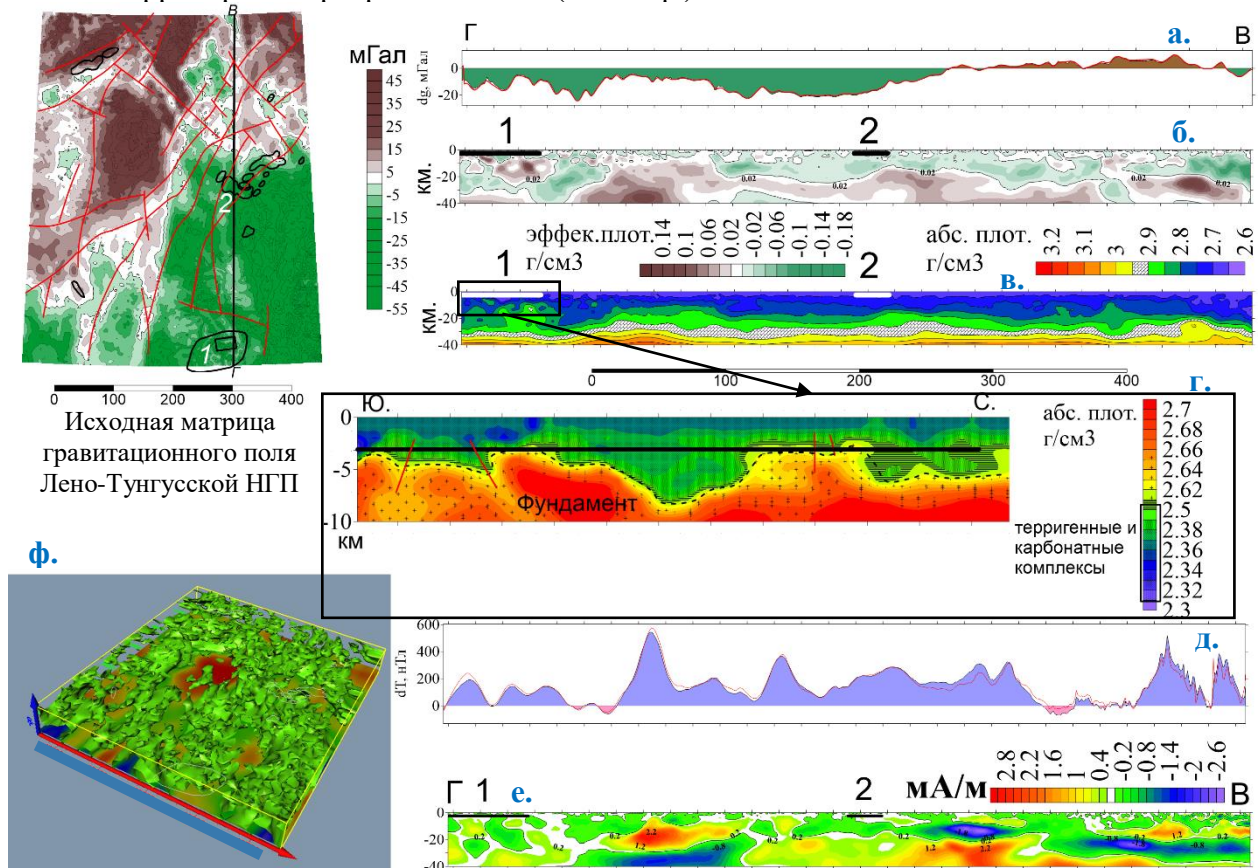
Дулисьминское месторождений.

### Прогнозные построения

Прогноз месторождений полезных ископаемых методом аналогий по данным томографии потенциальных полей выполняется с использованием макроса PROSPECTING. В ходе работы макроса создается эталонная модель распределения эффективной плотности и намагнитченности по глубине в пределах выбранного участка. Модель создается в табличной и графической формах.

### Результаты интерпретации полученных данных

Методика Штокаленко позволяет пересчитать поле в верхнее полупространство, исходя из значений на поверхности. По этой методике получены разрезы эффективной и абсолютной плотности, а также избыточной намагнитченности. На разрезах вдоль Ковыктинского и Ярактинского ГКМ изучено глубинное строение. Установлено, что пологие синклиналильные глубинные структуры нижней коры на глубине 35 - 40 километров (граница Мохоровичича) способствуют образованию осадочных бассейнов. Антиклинальные структуры средней коры на глубине не более 10 километров в пределах этих осадочных бассейнов воздействуют на выше лежащие слои, образуя структуры, благоприятные для накопления углеводородов на первых километрах по глубине. На полученных разрезах выделены продуктивные ярактинское и парфеновские горизонты на 3 километрах по глубине. Получена прогнозная карта на углеводороды для Лено-Тунгусской НГП, характеризующаяся малыми значениями поля силы тяжести и небольшими значениями магнитного поля. Построена трехмерная модель территорий в программе Voxler (Рис. 1 ф.).



**Рис.1** Результаты комплексной интерпретаций с применением “потенциальных полей” а.) Поле силы тяжести по разрезу Г-В (южно-северное направление), б.) Распределение эффективной плотности в разрезе, в.) Распределение абсолютной плотности в разрезе, г.) Разрез абсолютной плотности на примере Ковыктинского ГКМ (зеленый цветом представлены терригенные и карбонатные комплексы,



*оранжевым цветом обозначен кристаллический фундамент), д.) Магнитное поле по разрезу Г-В, е.) Распределение избыточной намагниченности в разрезе, ф.) Трехмерная модель гравитационного поля в ПО Voxler. 1 – Ковыктинское ГКМ, 2 – Ярактинское ГКМ.*

#### **Список литературы**

1. Алексеев С.Г., Сенчина Н.П., Шаткевич С.Ю., Штокаленко М.Б. Достоинства и недостатки томографии потенциальных полей // Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных и магнитных полей: Материалы 43-й сессии Междунар. науч. семинара им. Д.Г.Успенского. Воронеж: ООО ИПЦ «Научная книга», 2016. С. 10-13.
2. Блох Ю. И. Интерпретация гравитационных и магнитных аномалий: Учебное пособие. Версия 1.0, 2009. 232 с.
3. Гайдукова Т.А. Нефтегазоносные провинции и области России: Учебное пособие. Томск, 2006. 113 с.
4. Ладынин А. В. Потенциальные геофизические поля в задачах геологии: Учеб. пособие // Новосибирский гос. ун-т. Новосибирск, 2007. 264 с.
5. Штокаленко М.Б., Алексеев С.Г., Козлов С.А. От избыточной эффективной плотности к абсолютной // Материалы 40-й сессии Международного научного семинара им. Д.Г.Успенского. М.: ИФЗ РАН, 2013. С. 380 – 384.
6. Штокаленко М.Б., Ворошилов Н.А., Алексеев С.Г. Геофизические и геоэлектрохимические исследования флюидодинамических систем нефтегазоносных областей и рудных районов // там же, с. 384 – 388.





## **АНАЛИЗ ПРОБЛЕМЫ ОБОСНОВАНИЯ НЕОБХОДИМОГО УРОВНЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ ЗАЛЕЖЕЙ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

*Цыгляну Павел (Санкт-Петербургский горный университет,  
pavel.tsiglianu@gmail.com)*

### **Аннотация**

Проектирование разработки нефтяных месторождений предполагает наличие достаточного количества геологической информации о залежах. На данный момент в Российской Федерации законодательно не закреплены нормативы в отношении количества исследований, которые бы обеспечивали оптимальный уровень геологической изученности месторождения за весь его период освоения (включая разведку и разработку). В данной статье исследуется проблема обоснования оптимального уровня геологической изученности залежей при проектировании разработки месторождений и рассмотрены возможные направления совершенствования методического подхода к определению этого уровня.

**Ключевые слова:** нефтяная залежь, оптимальный уровень геологической изученности, проектирование разработки месторождений, рациональная разработка, геологоразведочные работы (ГРП), нормативы геологической изученности

Современной тенденцией при освоения месторождений является соблюдение принципа рациональной разработки, который подразумевает применение технических и технологических мероприятий, направленных на обеспечение наиболее полного и экономически целесообразного извлечения из недр запасов нефти и попутных компонентов при соблюдении основных требований по рациональному использованию и охране недр. Вполне очевидно, что удовлетворение данного требования сопряжено с необходимостью обладать достаточной информацией о горно-геологических условиях рассматриваемого месторождения.

Таким образом, одной из основных задач при проектировании разработки месторождений и осуществлении контроля является обоснование нормативов исследований и программ ГРП. Одной из основных проблем, с которой сталкиваются геологи и разработчики при проведении ГРП, является отсутствие на современном этапе конкретных понятных закрепленных на государственном уровне требований в отношении оптимальной геологической изученности залежей на стадии разведки и разработки месторождений. Стандарты проектирования, изложенные в «Методических рекомендациях по подготовке технических проектов ...» 2013 года [2, табл. 80], предлагают достаточно дискретную и ограниченную программу исследований и доразведки. В «Правилах подготовки технических проектов...» 2019 года [1, табл. 76] программа исследований расширяется добавлением раздела «Уточнение геологического строения (при проведении разведочных работ и доразведки месторождения)», включающего сейсморазведочные работы, бурение новых и углубление существующих скважин, испытания скважин и другие, а также дополнением раздела "Изучение фильтрационно-емкостных свойств" детализацией видов исследований, проводимых на керновых образцах, и добавлением исследований литолого-петрофизических свойств кернов. Но несмотря на эти изменения программа исследований прописывается только на первые пять лет действия представляемого проектного документа. Требования, изложенные в обоих стандартах, не регламентируют суммарного (интегрального) количества исследований, которые бы отражали оптимальную геологическую изученность конкретной залежи. Но и ранее они



также не выдвигались, к примеру, в более содержательных с точки зрения геологического сопровождения разведки и разработки «Методических рекомендациях по подсчету запасов...» 2003 года.

С рациональной точки зрения исследования в области изученности залежи недр разведываемого и впоследствии разрабатываемого месторождения должны осуществляться и описываться в каждом проектном документе по следующей схеме:

а) общее количество исследований, планируемое за весь срок разведки и разработки месторождения;

б) количество проведенных исследований на момент написания конкретного проектного документа;

в) количество оставшихся исследований, которые позволят в будущем достичь оптимальной изученности объекта и график их проведения по годам.

На данный момент такой подход в Российской Федерации не применяется, что создает необходимость его разработки и документального закрепления.

Изучая особенности регулирования недропользования в советское время, можно сделать вывод, что проведение комплексных изыскательских работ для установления оптимальной геологической изученности и проведения корректного подсчета запасов было на четком контроле государства [3]. С конца 1970-х годов и вплоть до развала Советского Союза велась разработка требований и нормативов [4–8] к оптимальной геологической изученности нефтяных месторождений на стадии разведки и разработки, но результаты данных работ так и не воплотились в тот период в какой-либо стандарт или руководящий документ, чего не произошло и позднее.

Наиболее комплексно вопрос обоснования необходимости достижения оптимальной изученности нефтяных залежей рассматривался в работах геологов А.Я. Фурсова, Э.М. Халимова, В.К. Гомзикова, М.Л. Сургучева, К.С.Талдыкина, В.Е. Гавуры и других, являющихся актуальными и на сегодняшний день.

Так, в книге А.Я. Фурсова «Оптимизация изученности нефтяных месторождений [7] и статье [5] были предложены нормативы оптимальной геологической изученности залежей месторождений, установленные исходя из количества необходимых для бурения разведочных скважин, которые позднее были скорректированы в работе [8].

А. Я. Фурсов отмечал, что в задачах проектирования и планирования поисково-разведочных работ в качестве основной характеристики планируются **площади залежей**. Поэтому дифференциация оптимальных объемов ГРП дается именно по этому параметру, с учетом других показателей, определяющих сложность геологического строения залежей, величину и точность подсчета запасов [7, 9].

Таким образом, основными геологическими параметрами, определяющими исчерпывающее количество исследовательских работ, стали площадь залежей и степень сложности их геологического строения.

**Площадь залежей.** Так, в работе [5] в зависимости от площади выделяется 7 групп залежей (таблица 1).

Таблица 1 – Классификация залежей в зависимости от площади [5]

Номер группы	Площадь залежи, км <sup>2</sup>
1	1-3
2	3-7
3	7-15
4	15-40
5	40-75
6	75-140
7	140-400

**Степень сложности геологического строения.** Она устанавливалась на основании действовавшей на тот момент классификации запасов. В связи с этим было



выделено две категории залежей: 1) простого, 2) сложного и очень сложного геологического строения.

Площадь нефтеносности залежи, бесспорно, является оправданным критерием при расчете оптимального количества разведочных скважин. Однако при рассмотрении всего перечня геологических исследований (лабораторных исследований, отборов керна и др.) становится очевидным, что использование простых (плоских) характеристик залежей недостаточно, и необходимо рассмотрение более сложных (объемных). В качестве такой характеристики может быть использован объем нефтенасыщенных пород залежи, или, с учетом практического использования при нормировании работ, – **количество начальных геологических запасов (НГЗ) нефти в залежи** (тыс.т.) [9].

Данный параметр наиболее комплексно и полно отражает геометрические и количественные характеристики залежи, поэтому на сегодняшний день он может и должен быть использован в качестве основного критерия при задании нормативов оптимальной геологической изученности нефтяных залежей при проектировании разработки месторождений.

Первые шаги в направлении совершенствования нормативов изученности нефтяных залежей были сделаны специалистом по разработке нефтяных и газовых месторождений, генеральным директором ООО «Проектное Бюро «ГЭРМ» А.Н. Яниным. Изучая пути возможного совершенствования методики определения оптимальной изученности месторождения при проектировании его разработки, А.Н.Янин предложил ряд направлений, развитие которых целесообразно в дальнейших исследованиях.

1. Использовать в качестве первого критерия оптимального уровня геологической изученности месторождения количество начальных геологических запасов вместо площади нефтеносности залежи. Данное решение объясняется тем, что при проведении исследований залежей, к примеру, отборе проб керна, с изменением средней нефтенасыщенной толщины пласта будет соответствующим образом меняться количество начальных геологических запасов при постоянстве площади нефтеносности. Если при этом пользоваться нормативами работы [5], в основе которых лежит площадь, то объем исследований для залежей с различной нефтенасыщенной толщиной пласта будет одинаковым. Очевидно, информация, полученная таким образом, не будет соответствовать принципу оптимального изучения объекта.

2. При учете сложности геологического строения залежи в качестве второго критерия оптимальной изученности пласта с учетом современных требований и тенденций регулирования разработки необходимо выделять три группы залежей вместо двух: простого, сложного и очень сложного строения.

3. С учетом введения категории очень мелких месторождений в новой классификации запасов нефти определять количество исследований для месторождений с НГЗ нефти менее 500 тыс.т., так как в ближайшем будущем именно в них будет сосредоточен потенциал наращивания ресурсной базы.

4. Для крупных и уникальных месторождений также должны быть более детально проработаны нормативы геологической изученности, так как согласно работе [8] они являются немного заниженными. Соответственно для создания более полного представления о месторождении и повышения конечного коэффициента извлечения нефти путем стимулирования выработки менее рентабельных и менее легких запасов необходимо пересмотреть норматив в сторону увеличения.

5. Разработать аналитические зависимости для точного определения количества исследовательских работ по видам исследований в зависимости от начальных геологических запасов.



Развитие указанных направлений позволит разработать комплексную методику определения оптимального уровня геологической изученности пластов, применение которой повышает обоснованность решений при проектировании разработки месторождений УВС.

### **Литература**

1. Приказ Минприроды РФ от 20.09.2019 N 639 «Об утверждении Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья». – [Электронный ресурс] – Режим доступа: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_334817/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_334817/).
2. Распоряжение Минприроды России от 18.05.2016 N 12-р "Об утверждении Временных методических рекомендаций по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья. – [Электронный ресурс] – Режим доступа: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_256461/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_256461/).
3. Требования к комплексному изучению месторождений и подсчету запасов попутных полезных ископаемых и компонентов // М.: ГКЗ СССР, 1982. – 20 с. – [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.geokniga.org/books/6812>.
4. Гавура В.Е. Геологические основы повышения эффективности разработки и нефтеотдачи нефтяных и нефтегазовых месторождений – автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук – М., 1996. – 65 с.  
Режим доступа: <http://www.dslib.net/neft-gaz/geologicheskie-osnovy-povysheniya-jeffektivnosti-razrabotki-i-nefteotdachi-neftjanyh-i.html>.
5. Гавура В.Е. Фурсов А.Я., Кочетков М.Н., Чоловский И.П., Тагаченкова Т.В. Требования к исследованиям для подсчета запасов и проектирования разработки месторождений // Нефтяное хозяйство, 1968. – №7. – С. 32-37.
6. Сургучев М.Л., Фурсов А.Я., Талдыкин К.С. Методика обоснования требований к изученности параметров для проектирования разработки месторождений // Нефтяное хозяйство, 1979. – №12. – С.23-28.
7. Фурсов А.Я. Оптимизация изученности нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1995. – 210 с.
8. Халимов Э.М., Гомзиков В.К., Фурсов А.Я. Управление запасами нефти. – М.: Недра, 1991. – 284 с.
9. Янин. А.Н. О нормативах оптимальной геологической изученности параметров нефтяных залежей // Бурение и нефть, 2018. – №5. – С. 30-35. – [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://term-pb.ru/wp-content/uploads/2015/02/ОптГеолИзуч-тиПарамНзалеж.pdf>.



## **ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГО-СТАТИСТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ НЕОДНОРОДНОСТИ КАРБОНАТНОГО РЕЗЕРВУАРА**

*Катерина Игоревна Черненко\* (Северо-Кавказский федеральный университет, kabiso@rambler.ru),*

*Владимир Алексеевич Гридин (Северо-Кавказский федеральный университет, gridinva@mail.ru),*

*Татьяна Витальевна Ибрагимова (Северо-Кавказский федеральный университет, tatiana250190@mail.ru),*

*Таймураз Тамирланович Бабаев (Северо-Кавказский федеральный университет, babaevtaimyras@mail.ru)*

**Аннотация** Проведен анализ структурно-текстурных особенностей карбонатных отложений нефтекумского резервуара в пределах Зимне-Ставкинско-Правобережного месторождения в области массового развития биогермных построек и межрифовых понижений по данным исследования керна. Проведена классификация существующего порового пространства по структурно-текстурным особенностям, установлены соотношения между петроструктурой и петрофизическими параметрами. Полученные данные могут быть использованы для прогнозирования пространственного распределения петрофизических свойств нефтекумских отложений Величаевско-Максимокумской зоны нефтегазонакопления и выделения новых участков доразведки разрабатываемых месторождений.

**Ключевые слова** Пористость, проницаемость, коллекторские свойства, структурно-текстурные особенности, известняк, доломит, трещины, каверны, петрофизические классы

Карбонатные коллекторы очень сложны по строению, построение геологических моделей затруднительно из-за высокой степени неоднородности. Неоднородность в рамках залежей определяется обстановкой накопления карбонатных осадков и их диагенетическим преобразованием. Для повышения достоверности построения трехмерной геологической модели авторами проведено изучение пространственного распределения петрофизических свойств, таких как пористость и проницаемость.

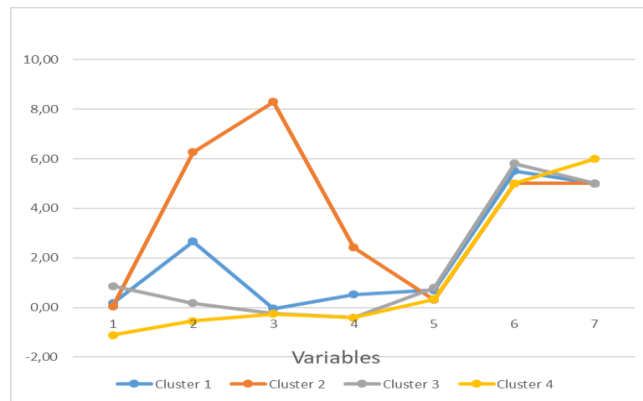
Величаевско-Максимокумская зона нефтегазонакопления в тектоническом отношении относится к одноименному крупному валу субширотного простирания, к которому приурочены основные залежи нефти в карбонатных породах нефтекумской свиты. Изучение закономерностей пространственного размещения УВ на исследуемой территории позволило сделать вывод о том, что промышленная нефтеносность нефтекумских отложений связана с органогенными постройками, претерпевшими процессы доломитизации.

Отложения нефтекумской свиты Восточного Ставрополя разделены на слагающие его типы пород по условиям седиментогенеза, то есть, выделены литогенетические типы пород в зависимости от их генезиса: породы автохтонного карбонатонакопления (органогенные постройки), паравтохтонного и аллохтонного карбонатонакопления.

В рамках создания основы для литолого-фациальной интерпретации проводилось детальное изучение результатов исследований кернового материала. Авторами были проанализированы результаты описания образцов керна (более 300) из 40 скважин. Применялись два метода исследования: кластерный и структурно-текстурный анализы.



Результаты кластерного анализа характеристик нефтекумского резервуара в пределах Зимне-Ставкинско-Правобережного месторождения [1] позволили выделить четыре кластера, соответствующие литогенетическим типам пород (рисунок 1).



**Рисунок 1.** График средних значений диагностических признаков для выделяемых кластеров. Условные обозначения: 1 - глубина кровли интервала отбора керна; 2 – открытая пористость; 3 и 4 - проницаемость, соответственно в направлении параллельном и перпендикулярном напластованию; 5 - карбонатность; 6 - ранг по величине карбонатности; 7 - ранг по литологическому составу пород. Величины стандартизованы.

Для первого и второго кластеров, приуроченных преимущественно к средней части разреза, установлены наиболее высокие средние значения фильтрационно-емкостных свойств. Породы представлены в основном доломитами.

Третий и четвёртый кластеры, расположенные в верхней и нижней частях разреза соответственно, характеризуются более низкими средними значениями ФЕС. Различаются они по литологическому составу. В верхней части разреза преобладают доломиты, в нижней – известняки. Прослеживается аналогия между характеристиками кластеров и литогенетическими типами пород: первый и второй кластеры соотносятся с породами автохтонного карбонатонакопления, а третий и четвертый – с комплексами пород параавтохтонного и аллохтонного карбонатонакопления.

Кластерный анализ позволяет довольно оперативно охарактеризовать вертикальное распределение петрофизических характеристик с учетом их генезиса. Однако, для построения трехмерной геологической модели, которую можно было бы представить количественно через петрофизические параметры, необходимо распределить данные в межскважинном пространстве. С этой целью Лусиа Ф. Дж. предложен структурно-текстурный метод построения модели пласта-коллектора [2].

Авторами настоящей публикации изучены структурно-текстурные особенности карбонатных отложений Величаевско-Максимокумской зоны нефтегазонакопления в области массового развития биогермных построек и межрифтовых понижений по данным исследования керна

Три структурно-текстурные группы, описываемые Лусиа Ф. Дж., в соответствии с классификацией Данхэма и др., предопределяют наличие трех петрофизических классов (рисунок 2). В практике описания карбонатных пород в настоящее время в России данная классификация не используется.

Авторами представляемых Вашему вниманию исследований предпринята попытка классифицировать карбонатные породы нефтекумской свиты по Данхэму, Эмбри и Кловану [3, 4]. По результатам описания керна проведена дифференциация образцов по петрофизическим классам.

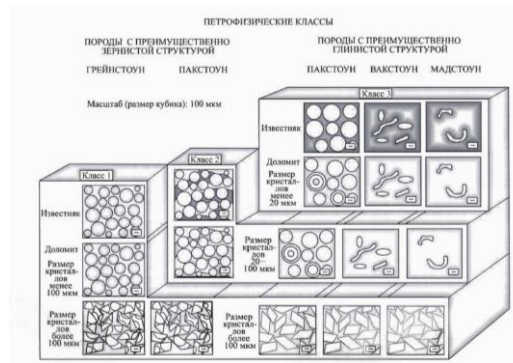


Рисунок 2. Блок-диаграмма, иллюстрирующая соотношения между структурно-текстурными особенностями пород и петрофизическими классами.

**Класс 1.** Представлен известняками, очень крепкими, крупнозернистыми. Открытая пористость 0,04 %, данные по проницаемости отсутствуют.

**Класс 2.** К этому классу отнесены 54 образца керна, для 44 определена открытая пористость (среднее значение 0,03 %), имеется два определения проницаемости, определенной в направлении параллельном напластованию (среднее значение  $0,85 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>). Представлены образцы преимущественно известняками микро- и мелкозернистыми. Отсутствие достаточного объема данных, в которых одновременно определены и пористость, и проницаемость, не позволили установить взаимосвязь для этого петрофизического класса.

**Класс 3.** К этому классу отнесены 93 образца керна. Для 66 определена пористость (среднее значение 0,024 %), имеются представительные определения проницаемости (среднее значение  $0,05 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>). Представлены образцы преимущественно известняками тонкозернистыми, крепкими, кристаллическими и скрытокристаллическими. Уравнение, связывающее между собой открытую пористость и проницаемость (1) (рисунок 3):

$$k_{\text{пр}} = 10^6 k_{\text{п}}^{4,251}, R = 0,9, \quad (1)$$

где  $k_{\text{пр}}$  - проницаемость, определенная в направлении параллельном напластованию,  $10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>;  $k_{\text{п}}$  - открытая пористость, д.е,  $R$  – коэффициент, характеризующий тесноту связи.

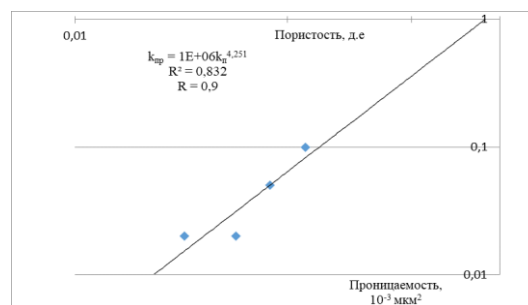


Рисунок 3. График зависимости проницаемости от открытой пористости, класс 3.

Керн, представленный породами с каверновой и трещинной пористостью, условно отнесен к классу 4.

**Класс 4.** К этому классу отнесены 129 образцов керна. Для 125 образцов определена пористость (среднее значение 0,03 %), имеется 45 определений проницаемости (среднее значение  $10,56 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>). Представлены преимущественно известняками сильнотрещиноватыми и доломитами. Между исследуемыми параметрами существует степенная зависимость, которая описывается уравнением (2):

$$k_{\text{пр}} = 158,68 k_{\text{п}}^{1,921}, R = 0,631 \quad (2).$$

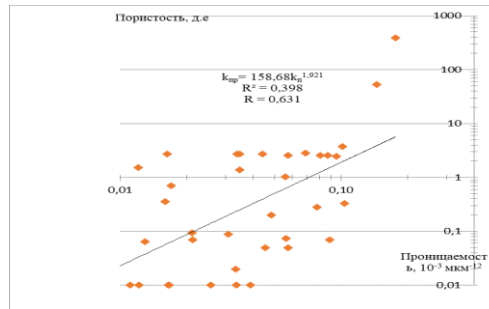


Рисунок 4. График зависимости проницаемости от открытой пористости, класс 4.

Установленные зависимости имеют высокую тесноту связи ( $R > 0,63$ ). Подавляющее большинство образцов 1 – 3 классов имеют проницаемость ниже 1 мд ( $0,1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>), и по исследованиям пород Восточного Предкавказья [5] не являются коллекторами. И только преимущественно трещиноватые и кавернозные разности пород 4 класса, где значительна доля образцов с проницаемостью выше 1 мд, являются коллекторами

Таким образом, коллекторы нефти продуктивных пластов Зимне-Ставкинско-Правобережного месторождения, по своим фильтрационно-емкостным параметрам относятся к коллекторам среднего и пониженного качества.

Проведенные авторами исследования позволили выделить четыре структурно-текстурных (петрофизических) класса, для которых построены уравнения зависимости проницаемости, определенной в направлении параллельном напластованию, от открытой пористости. Полученные результаты используются при прогнозировании пространственного распределения петрофизических свойств нефтекумских отложений Зимне-Ставкинско-Правобережного месторождения. Так, образцы зерна, отнесенные к четвертому петрофизическому классу, приурочены к зонам автохтонного карбонатакопления, которые характеризуется повышенной трещинной емкостью. Поэтому основными объектами доразведки можно считать незатронутые бурением зоны автохтонных карбонатных пород, соотносимые с зонами распространения пород четвертого петрофизического класса.

### Литература

1. Гридин В.А., Еремина Н.В., Стерленко З.В., Туманова Е.Ю., Черненко К.И. Изучение влияния структурно-текстурных особенностей на петрофизические свойства нефтекумских карбонатных отложений Величаевско-Максимокумской зоны нефтегазонакопления // Коллективная монография по материалам IX Всероссийской научно-технической конференции «Современные проблемы геологии, геофизики и геоэкологии Северного Кавказа». 2019. Том IX. С. 222-226.
2. Лусиа Ф.Дж. Построение геолого-гидродинамической модели карбонатного коллектора: интегрированный подход. – М.-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Ижевский институт компьютерных исследований. 2010. - 384 с.
3. Dunham R.J. Classification of carbonate rocks according to depositional texture // Classification of carbonate rocks - a symposium. AAPG Mem. 1962. № 1. pp. 108-121.
4. Embry A.F., Klovan J.E. A late Devonian reef tract on northeastern Banks Island // NWT. Bull. Can. Pet. Geol. 1971. №19. pp.730-781.
5. Гудок Н.С. Изучение физических свойств пористых сред. – М.: Недра, 1970. - 205 с.





## ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НЕФТЕНОСНОСТИ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ УСТЮРТСКОГО РЕГИОНА УЗБЕКИСТАНА

Юлдашева М.Г. \* (АО «ИГИРНИГМ», [yuldasheva@ing.uz](mailto:yuldasheva@ing.uz)),  
Кароматов Р.Р. (АО «Узбекнефтегаз», [karomatov.ruslan@mail.ru](mailto:karomatov.ruslan@mail.ru))

**Аннотация:** Выполнен анализ фактов выявленной нефтеносности на площадях Устюртского нефтегазоносного региона Республики Узбекистан с привлечением обзора геолого-геофизической информации по сопредельным территориям Северо-Устюртской впадины для обоснования проведения геологоразведочных работ с целью обнаружения залежей нефти.

**Ключевые слова:** нефть, нижняя юра, песчаник, органическое вещество, глина, горизонт, поисковая скважина.

В Устюртском нефтегазоносном регионе Республики Узбекистан основная продуктивность, в основном, связана с газоконденсатными залежами, открытых в юрских терригенных отложениях. Между тем, полученные прямые признаки наличия нефти в пределах казахстанской и узбекской частей Устюрта (рис. 1) свидетельствуют о необходимости проведения исследований по поиску залежей нефти в мезозойских комплексах пород.

Хотя геологоразведочные работы в Устюртском регионе велись с начала 60-х гг. прошлого века, впервые, в 1972 году, на площади Каракудук из известняков нижнекаменноугольного возраста был получен непромышленный приток нефти. По физико-химическим свойствам она легкая, низкосернистая и низкобензиновая. Бензиновые фракции почти нацело состоят из метановых углеводородов. В масляных фракциях очень мало ароматических углеводородов. Однако, при выполненном переис-

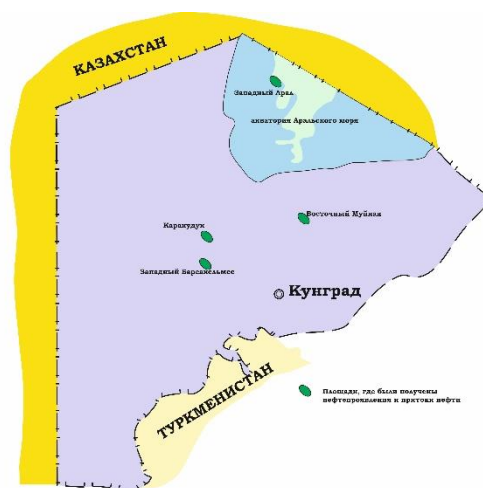


Рисунок 1. Устюртский нефтегазоносный регион.

Схема расположения площадей, где получены признаки нефтеносности

пытании палеозойских объектов, спустя 40 лет, были получены лишь притоки пластовой воды с пленкой нефти.

В 1976 году было открыто газоконденсатное месторождение Гарбий Борсакелмас, на котором в третьей поисковой скважине из песчаников нижней юры были получены притоки нефти, которая по плотности, содержанию серы и бензиновых



фракций схожа с нефтью площади Каракудук. Однако по углеводородному составу значительно отличается от каракудукской. В ней сравнительно мало метановых углеводородов, много ароматических и нафтеновых, и она относится к другому типу – метано-нафтено-ароматическому.

В 1999 году на площади Восточный Муйнак из нижнеюрских песчаников были получены непромышленный приток легкой, низкосернистой, бензиновой нефти. По групповому составу углеводородов нефть площади Восточный Муйнак относится также к метано-нафтено-ароматическому типу.

При поисковых работах на газоконденсатном месторождении Шимолый Арал из терригенных отложений среднеюрского возраста были получены признаки нефтености в виде пленок нефти в буровом растворе. Анализ нефти показал, что она тяжелая, сернистая и низкобензиновая, по типу - метано-ароматично-нафтеновая.

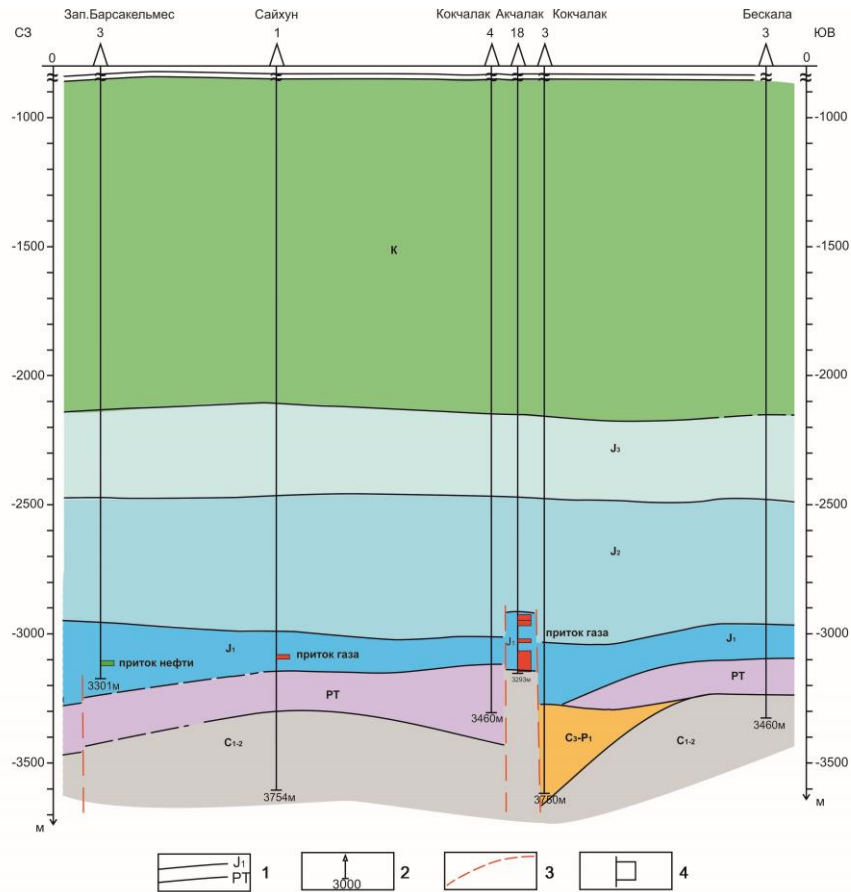
В пределах осушенной части акватории Аральского моря во второй поисковой скважине газоконденсатного месторождения Западный Арал из известняков верхнеюрского возраста был получен приток легкой, маловязкой, низкосернистой, нефти, которая по групповому составу относится к метано-нафтеново-ароматическому типу.

Следует отметить, что в пределах казахстанской части Устюрта нефтяные залежи приурочены к достаточно широкому стратиграфическому диапазону (от нижней юры до барремского яруса нижнего мела). Ближайшим месторождением является месторождение Каракудук, в тектоническом плане приуроченное к Арыстановской ступени и находящееся в 150 км к западу, от государственной границы с Узбекистаном. Месторождение многопластовое (около 9 продуктивных горизонтов), где продуктивными являются отложения средней и верхней юры. Разрез продуктивной части сложен переслаивающимися песчаниками, глинами и алевролитами. Все залежи пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные. Нефти, обнаруженные в семи залежах, легкие, высокопарафинистые, малосернистые, с низкой кислотностью. Нефть в среднеюрских отложениях более легкая, чем в верхней юре. По групповому УВ составу нефти нафтеново-метановые.

В пределах узбекской части Устюрта полученные признаки нефтености приурочены, в основном, к нижнеюрским отложениям, которые регионально продуктивны на данной территории и в отношении газоносности. Данные отложения представлены терригенными континентальными, преимущественно песчаными породами, переходящими местами в гравелиты и тонкослоистыми аргиллитами темно-серой окраски, до черных с обуглившимися растительными фрагментарными остатками и линзовидными прослоями углей.

Однако, в зависимости от тектонической приуроченности, отмечаются особенности строения нижнеюрской толщи, в связи с чем, предполагаемый источник генерации углеводородов будет различный.

На территориях, где мощности отложений нижней юры варьируют в пределах 250-400 м (Куаныш-Коскалинский вал, Агынское поднятие и т.д.), толща представлена двумя- тремя песчаными слоями, изолированными глинами и аргиллитами. Условия их накопления исключают возможность образования в них первичной залежи нефти и газа, что подтверждено результатами геохимических исследований. Нефтепроявления обусловлены вертикальной миграцией УВ из подстилающих осадочных комплексов верхнего палеозоя, которые приурочены к зонам тектонических нарушений и разломам различного уровня, которые образуют участки с улучшенными коллекторскими свойствами и являются флюидопроводниками углеводородов из более глубоких секций разреза (рис. 2).



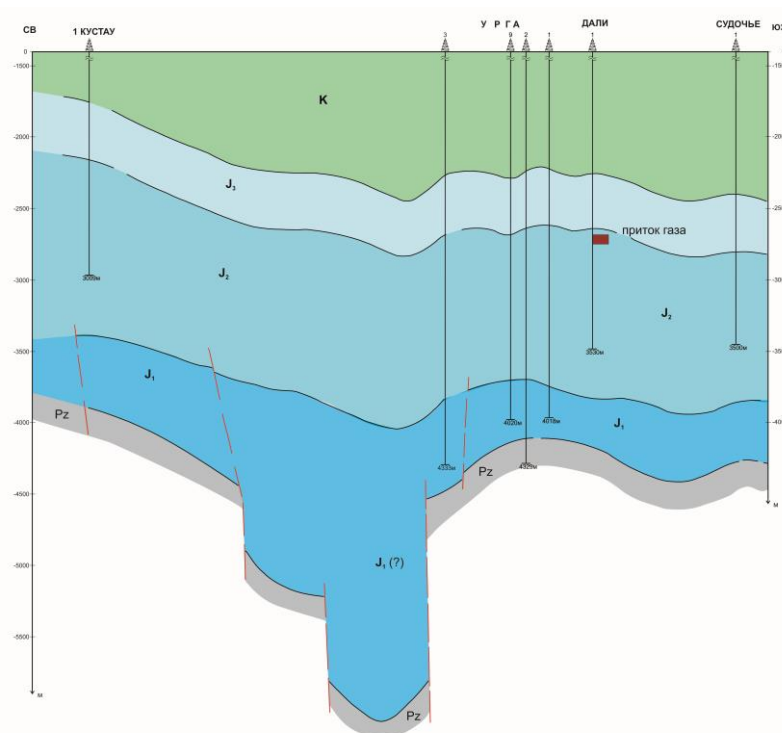
**Рисунок 2.** Куаныш-Коскалинский вал.

Геологический разрез по линии Каракудук-Бескала:

- 1 – геологические границы; 2 – скважины, забой в м; 3 – разломы; 4 – интервал опробования и полученный результат

Потенциально-нефтематеринскими породами здесь являются глинисто-карбонатные отложения верхнедевон-нижнекаменноугольного возраста с содержанием рассеянного органического вещества  $C_{орг}=3,65-7,98\%$  и сапропелевым типом органики. По данным Кейджи Мияки (1998 г.) на северном борту Косбулакского прогиба в отложениях верхнего девона-нижнего карбона содержатся нефтегазоматеринские породы с очень хорошим генетическим потенциалом продуктивности ( $C_{орг}=5\%$ ).

На участках повышенных мощностей этой толщи, таких как Бердахский вал, Кульбайский и Косбулакский прогиб, Алланская синклиналь, где прогнозируются и частично подтверждены увеличенные мощности нижнеюрских отложений, не исключается наличие собственного потенциала нефтепродуктивности. Здесь отмечены значительные глубины залегания (2500÷4000 м) нижнеюрских отложений (рис. 3), которые имеют значительные мощности (500÷1700 м) и характеризуются геотермическими градиентами 3,4 – 3,6°C/100 м. В пользу этого фактора свидетельствуют данные глубокого бурения, согласно которым нижнеюрские отложения, представленные песчано-алевритовыми отложениями, накапливались в восстановительных и слабовосстановительных условиях осадконакопления, что подтверждается наличием включений пирита, сидерита. Химико-битуминологическими исследованиями установлено повышенное содержание органического вещества в глинисто-алевритовых породах, которое составляет 0,77%-3,17% и отмечены микробитумопроявления (ХБА выше 0,065%).



**Рисунок 3.** Судочий прогиб.  
Геологический разрез по линии Кустау-Судочье  
(условные обозначения см.рис. 2)

Данное обстоятельство указывает на то, что необходимо учитывать имеющиеся в мировой практике примеры открытия месторождений на больших глубинах, что расширяет интервал нефтеносности, не ограничиваясь рамками традиционного «нефтяного окна». При этом, наряду с осадочно-миграционной теорией происхождения нефти, нельзя игнорировать возможность наличия глубинных источников углеводородов, что в первую очередь повлечет необходимость картировать разломы и выбрать в качестве поисковых объектов нижние горизонты осадочного чехла в пределах имеющихся зон нефтегазонакоплений, какими являются нижнеюрские отложения Устюрта.

### Литература

1. Абидов А.А., Рамазанов С.Р. Изучение рассеянного органического вещества пород доюрских образований Восточного Устюрта // Узбекский геологический журнал. 1996. № 5. С. 60-63.
2. Авазходжаев Х.Х. Лабутина Л.И. О циклах формирования нефтегазоматеринских пород палеозойских отложений Устюрта // Сборник научных трудов САИГИМС. 1978. Выпуск 32. С.84-89.
3. Иванов К.С. О возможной максимальной глубине нахождения месторождений нефти // Известия Уральского государственного горного университета. 2018. Вып. 4(52). С. 41-49.
4. <http://info.geology.gov.kz>.
5. Yuldasheva M.G. Dependence of structure of Lower Jurassic sediments of the North Ustyurt depression // International Journal of Geology, Earth & Environmental Sciences. Online International Journal Available at <http://www.cibtech.org/jgee.html>. 2019 Vol. 9 (3) September-December. – P. 31-34.



## **НОВЫЙ ПОДХОД К ГЕОЛОГО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКИМ СВОЙСТВАМ ПЛИОЦЕНОВОЙ ТОЛЩИ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СЗ ЧАСТИ ЮКВ**

*Вахаблы Н.Ф. (Азербайджанский Государственный Университет  
Нефти и Промышленности, e-mail: nazrinvahabli@gmail.com ),  
Султанов Л.А. (Азербайджанский Государственный Университет Нефти  
и Промышленности, e-mail: latif.sultan@mail.ru)*

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

В исследуемую территорию вошли активно и длительно разрабатываемые нефтегазовые сухопутные, а также морские глубоководные месторождения Азербайджана. Несмотря на то, что многие месторождения указанной впадины длительное время эксплуатировались, промышленная перспективность здесь в особенности в глубоководных частях достаточно высока. В то же время, проблемы, связанные с извлечением из них нефти и газа еще не разрешены окончательно.

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 их зависимость от других физических факторов.

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

В связи с изучением нефтегазоносности глубоководных толщ осадочного чехла Южно-Каспийской впадины (ЮКВ) в Азербайджане в значительном объеме были проведены геолого-геофизические работы. Были подготовлены научные критерии, которые могут служить основанием для будущих поисково-разведочных работ.

Несмотря на высокую перспективность глубоководных толщ центральной части ЮКВ, проблемы, связанные с извлечением из них нефти и газа еще не разрешены окончательно.

Локальные поднятия отдельных структурных элементов ЮКВ развивались в основном при активности одних и тех же механизмов складкообразования, и их подавляющая часть относится к структурам нагнетания. К таковым относятся и локальные поднятия антиклинальной линии Дарвин кюпеси (наименование структуры), имеющие одинаковое геологическое строение. К ним относятся Гюргян-дениз, расположенная на антиклинальной линии Дарвин кюпеси - Южный и о. Чилор, расположенная на антиклинальной линии Хали - Нефт Дашлары. Структуры, которые располагаются на этих антиклинальных линиях, корреляционно изучены.

В районе Апшеронского архипелага были осуществлены петрофизические исследования. Целью было получение подробной информации о породах-коллекторах и их литолого-петрофизических особенностях, уточнение углеводородных ресурсов и на основе полученных результатов обозначить 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 ЮКВ.

Глубокой поисково-разведочной скважиной были вскрыты и изучены отложения коунской и майкопской свит, среднего, верхнего миоцена и плиоцена. Максимальная толщина этих отложений составляют 4650 м.

Майкопская серия (олигоцен-нижний миоцен) вскрыта скважиной, пробуренной в сводовой части складки, она состоит из песков и глин с прослойками вулканического пепла и растительных остатков.

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 слабо-карбонатные. Вещественный состав и мощность песчаных горизонтов и глинистых прослоев, разделяющих их по площади нестабильны. Песчаность разреза от подошвы к кровле свиты и от свода к крыльям складки увеличивается до 70%. Свита делится на 4 нефтегазоносные горизонты. Кроме того, в нижней части горизонта в ряде блоков отмечаются еще 4 горизонта [1-2].

Для определения запасов эксплуатационного объекта по площади осуществляется анализ накопленных многочисленных геолого-геофизических и промысловых материалов и комплексного использования их результатов. По накопленным промысловым-геофизическим материалам каждой скважины интерпретируются и определяются значения таких параметров, как эффективная мощность, пористость, нефтенасыщенность. Используемая методика реализуется по программе алгоритма [3].

Месторождение Нефть Дашлары простирается с северо-запада к юго-востоку, юго-восточная часть периклинали надвинута на юго-западную. Свод складки осложнен крупным продольным разрывом, который по существу является широкой зоной дизъюнктивной дислокации, сложенной сильно перемятыми брекчиевидными отложениями олигоцен-миоценового возраста. В юго-восточной части складки, на пересечении разрывных нарушений располагается грязевой вулкан. Здесь имеются многочисленные грифоны, непрерывно выделяющие нефть и газ на дне моря [4].

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 на основе образцов, взятых из пробуренных поисково-разведочных скважин площади Нефть Дашлары, Гюргян-дениз, о.Чилев и др. Также были определены экстремальные и средние пределы физических свойств пород. Рассмотрена зависимость коллекторских свойств от глубины залегания и физических факторов [5,6].

Вскрытая максимальная мощность ПТ в скважинах составляет 4600 м. Но в некоторых частях месторождения глубокими разведочными скважинами, на больших глубинах, были вскрыты некоторые горизонты ПТ. 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 составляют 2,13-2,60 г/см<sup>3</sup>, пористость варьирует между 15-28%, распространение 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 850-2800 м/сек. Карбонатные глины ПТ подвергались



изменениям, их физические свойства характеризуются следующими величинами: плотность 2,02-2,59 г/см<sup>3</sup>, пористость 8,5-30% и распространение ультразвуковых волн 2100-3500м/сек. Надо отметить, что карбонатность и проницаемость отложений ПТ в целом также подверглись значительному изменению.

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.

Нами были изучены также пределы изменения пористости, проницаемости, песчаности и глинистости на основе петрофизических свойств пород [7,8]. 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.

#### **Выводы**

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.

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

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

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

#### **Список 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. – с. 390.
2. Керимов К.М., Рахманов Р.Р., Хеиров М.Б. «Нефтегазоносность Южно-Каспийской мегавпадины». Баку. 2001, 317с.
3. Бабазаде Б.Х., Путкарадзе Л.А. – О поисках залежей газа и нефти в прибрежной морской зоне Апшеронского полуострова и Бакинского архипелага. «Геология нефти и газа», №10,1961, стр.
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. 250 стр.
5. 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.



6. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых. / Под ред. Н. Б. Дортман. – М.: Недра, 1976. – с. 527.
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.
8. 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.





## ГЕНЕТИЧЕСКАЯ ТИПИЗАЦИЯ НЕФТЕЙ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ФЛЮИДОВ ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ВПАДИНЫ ФУКАН (ДЖУНГАРСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН)

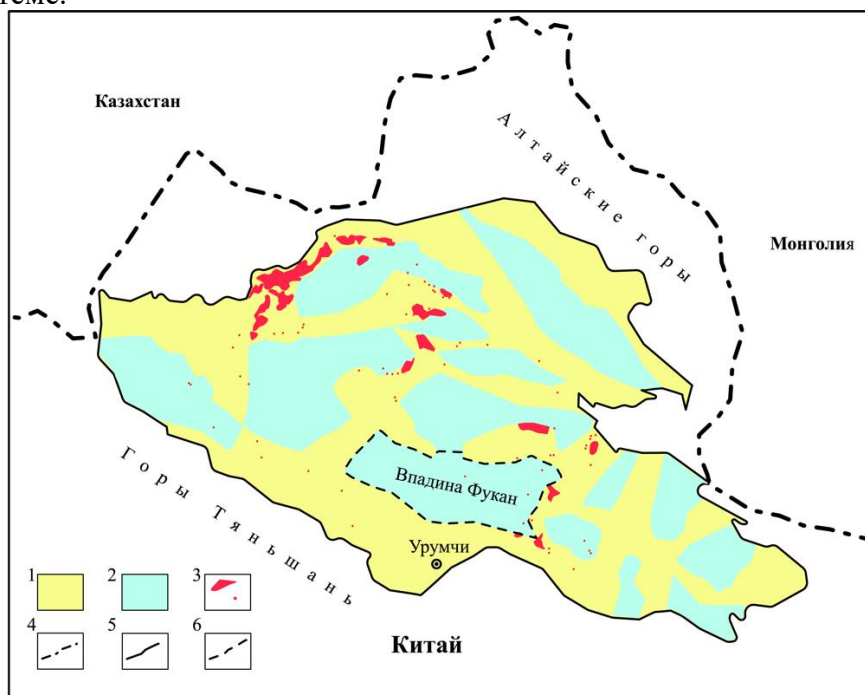
Ян Хоуцян\* (Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова (МГУ), yanghouqiang@qq.com)

### Аннотация

В последние годы были достигнуты новые успехи в разведке залежей нефти и газа в юрских резервуарах восточной части впадины Фукан, которая является менее изученной частью Джунгарского нефтегазоносного бассейна (НГБ). На основании имеющихся данных детально рассмотрен изотопный состав углерода нефтей, а также состав и распределение биомаркеров в них. Выделены две генетические группы нефтей, обсуждены их возможные нефтематеринские породы (НМП).

**Ключевые слова:** впадина Фукан, юрские резервуары, биомаркеры, генетические группы нефтей, нефтематеринские породы.

Впадина Фукан, расположенная в центральной части Джунгарского НГБ, является крупнейшей впадиной по объёму генерации углеводородных флюидов в бассейне (Zhen J., 2015) (Рис.1). Впадина Фукан обеспечила достаточное количество углеводородных флюидов для нефтяных и газовых залежей, которые располагаются в пределах выступов ограничивающих её восточную часть (Chen J., 2016; Wang X., 2013). Основные продуктивные горизонты этих месторождений в основном находятся в юрской системе.



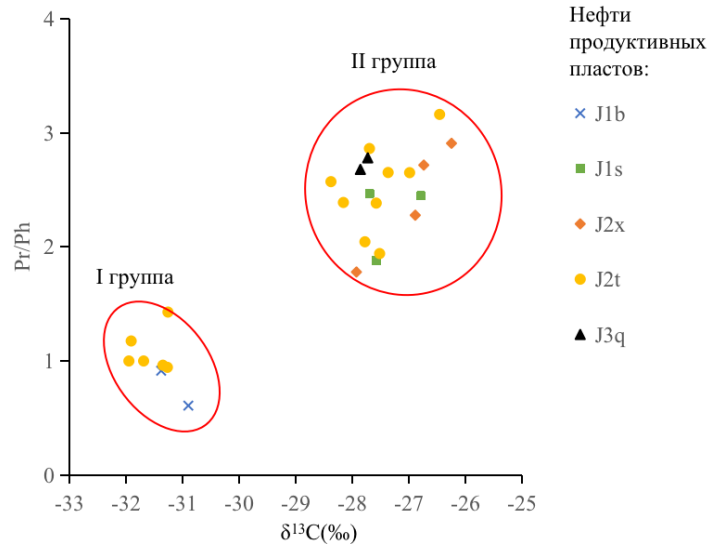
**Рисунок 1.** Расположение и тектонические элементы бассейна Джунгария  
1-выступ; 2-впадина; 3- нефтяное месторождение; 4-государственные границы; 5- границы Джунгарского НГБ; 6- границы впадины Фукан.

Целью настоящего исследования является генетическая типизация нефтей. Были исследованы нефти из залежей и нефтеносные песчаники из юрских продуктивных горизонтов восточной части впадины Фукан, произведена геолого-геохимическая



интерпретация полученных результатов изотопного состава углерода и молекулярного состава биомаркеров.

В типизации нефтей использовались изотопный состав углерода нефтей и соотношение пристана к фитану (Pr/Ph) (рис.2).



**Рисунок 2.** Выделение групп нефтей по изотопному составу углерода и соотношению Pr/Ph

На графике (рис.2) обособляются 2 группы нефтей (I и II). Нефти J<sub>2t</sub> пласта из скважин T59, T62 и B95, и нефти J<sub>1b</sub> из скважин S103 и SQ3 имеют более легкий изотопный состав углерода δ<sup>13</sup>C от -30,90‰ до -31,95‰; нефти J<sub>1s</sub>, J<sub>2x</sub>, J<sub>2t</sub> (не включая нефти из скважин T59, T62 и B95) и J<sub>3q</sub> по изотопному составу углерода несколько тяжелее от -26,25‰ до -28,38‰. Величина отношения Pr / Ph для нефтей I группы составляет 0,96-1,43, что указывает на относительно восстановительных условиях преобразования органического вещества (ОВ) в седиментогенезе и раннем диагенезе. Значение отношения Pr / Ph для нефтей II группы выше, 1,94-3,61, что свидетельствует об относительно окислительных условиях на этих этапах литогенеза НМП, что не противоречит геологическим оценкам условий седиментации.

**Таблица**

*Дополнительные коэффициенты по биомаркерам для оценки зрелости и типа органического вещества*

Параметры	Гаммацеран/ αβC30 гопан	Стеран C29 20S / (20R+ 20S)	ααα20R стеран C27/C29	ααα20R стеран C28/C29
I группа	0,1-0,2	0,40-0,59	0,38-0,75	0,45-0,91
II группа	0,05-0,1	0,42-0,50	0,11-0,36	0,20-0,41

По соотношению полициклических нафтенов обоснованы условия накопления ОВ и относительная зрелость выделенных групп нефтей. Наличие гаммацерана, образующегося из липоидов бактерий галофилов, свидетельствует о повышенной солености в бассейнах седиментации. Коэффициент гаммацеран/αβC30 гопан может отражать соленость вод обстановки осадкообразования. Значение коэффициента гаммацеран/αβC30 гопан для нефтей I группы – 0,1-0,2, что указывает на солоноватоводную обстановку, а значение коэффициента гаммацеран/αβC30 гопан для нефтей II группы ниже – 0,05-0,1, что зависит от количества гаммацерана. Возможно, НМП накапливались в более пресноводных условиях (табл.).



Для оценки зрелости ОВ использовали соотношение эпимеров стерана C29 20S / (20R+ 20S). Его значения для всех образцов превышают 0,4, это означает, что эти две группы нефти являются зрелыми.

Содержание регулярных стеранов C27, C28, C29 отражает тип исходного ОВ: регулярные стераны C29 преобладают в нефти, образованной преимущественно гумусового ОВ, а регулярные стераны C27 и C28 преобладают в нефти, образованной из некромы фитопланктона. Нефти II группы богаты стеранами C29, что указывает на то, что вероятный источник нефти II группы является ОВ смешенного состава, где большой вклад гумусовой составляющей. Содержание стеранов C29 в нефти I группы невелико, это означает, что возможными источниками нефти I группы являются также смешенное, но преобладает сапропелевое озерное планктонное ОВ.

Таким образом, нефти I группы имеют легкий изотопный состав углерода ( $\delta^{13}\text{C} < -30,90\text{‰}$ ) и богаты гаммацерами и регулярными стеранами C27-C28. Вероятным источником нефти I группы является НМП с гумусово-сапропелевым ОВ, накопившимся в солоноватоводном озере с восстановительной обстановкой. Нефти II группы имеют более тяжелый изотопный состав углерода (от  $-26,25\text{‰}$  до  $-28,38\text{‰}$ ), низкое содержание гаммацерами и преобладают регулярные стераны C29. Вероятно, источником нефти II группы были НМП континентального генеза с преобладанием гумусового ОВ, накопившегося в озере с низкой соленостью в относительно окислительной обстановке. Эти выводы не противоречат геологическим данным по составу и условиям накопления юрских отложений.

#### **Литература**

1. Zheng J., Xiang C., Wang X., et al. Characteristics of the Jurassic source rocks and their shale gas exploration potential in the Fukang Sag of the Junggar Basin // *Geological Review*. 2015, №61 (1). p. 217-226.
2. Chen J., Wang X., Deng C., et al. Geochemical features of source rocks and crude oil in the Junggar Basin // Northwest China, *Acta Geol. Sin.* 2016, №90 (1). p. 37-67.
3. Wang X., Zhi D., Wang Y., et al. *Organic Geochemistry of Source Rocks and Hydrocarbons in the Junggar Basin*. Beijing: Petroleum Industry Press. 2013.



## ЭФФЕКТИВНОСТЬ КОМПЛЕКСА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН НА ШЕЛЬФЕ НОРВЕЖСКОГО МОРЯ С ЦЕЛЮ ВЫДЕЛЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ

*Гильфанова Л.Ф.\* (Российский Государственный Геологоразведочный  
Университет имени Серго Орджоникидзе, lesya3355@yandex.ru)*

**Аннотация:** в статье рассматривается одно из крупных нефтегазовых месторождений Норвегии – Хейдрун, описывается применимый комплекс геофизических исследований скважин и предлагаются методы для повышения эффективности решения задач геологии и геофизики.

**Ключевые слова:** геофизические исследования скважин, месторождение, запасы, скважина, каротаж, коллектор.

Норвегия входит в десятку крупнейших нефтегазодобывающих стран мира и является одним из основных поставщиков газа в Западной Европе. Поиски, разведка и разработка залежей нефти и газа на Норвежском шельфе ведётся с 1966 года.

Юрские отложения на шельфе Норвежского моря имеют чрезвычайно важное значение в нефтегазовом секторе Норвегии. Наиболее перспективные участки следует изучать более детально, так как данная территория Норвежского моря имеет большую плотность запасов как нефти, так и газа. Средняя глубина залегания залежей 2500 м, коллектора на данной глубине обладают высокими фильтрационно-емкостными значениями: проницаемость свыше 500 мД, пористость свыше 30%.

**Норвежское море** – океаническое окраинное море. Его площадь составляет 1340 тыс. км<sup>2</sup>, средняя глубина – 1735 м, наибольшая глубина составляет 3970 м, величина приливов – до 3,3 м, солёность – около 35 ‰.

Норвежское море ограничено:

- на севере – по линии о. Медвежий – м. Нордкап.
- на востоке – побережье Скандинавского п-ова,
- на юге по линии: от Шетландских островов и Фарерских островов к м. Герпир (о.Исландия).
- на западе – от м. Герпир на восточном побережье о. Исландия через о. Ян-Майен к о. Медвежий.

На береговой линии Норвежского моря большое количество глубоко врезаемых в сушу фьордов. (Рисунок 1)



Рисунок 1. Географическая карта Норвежского моря.

Активная добыча нефти и газа в Норвежском море началась в 1990-ые гг. Месторождение Хейдрун (Рисунок 2) расположено в 100 км от побережья Норвегии в районе Халтенбанкен в Норвежском море, координаты месторождения  $65^{\circ}19'33''$  с.ш.,  $7^{\circ}19'3''$  в.д. (Рисунок 2). Месторождение открыто в 1985 г, а его освоение началось в октябре 1995 г. Глубина толщи воды составляет около 350 метров. Месторождение было разработано при помощи плавающей опорной платформы. Всего пробурено 56 скважин.

Извлекаемые запасы месторождения первоначально оценивались в 182,1 миллиона кубических метров нефти, 46,5 миллиарда кубометров природного газа. Оставшиеся извлекаемые запасы месторождения к концу 2012 года оценивались в 40,1 миллиона кубических метров нефти, 31,3 миллиарда кубометров природного газа. Оператором Хейдруна является норвежская компания Statoil ASA.

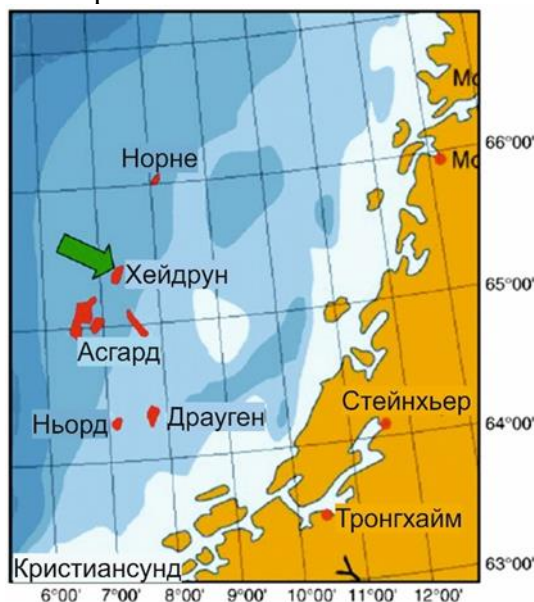


Рисунок 2. Расположение месторождения Хейдрун.

Месторождение Хейдрун расположено у северной окраины умеренных широт, поэтому ему свойствен морской климат умеренных широт: характерны сравнительно мягкая зима, относительно теплое лето, большая облачность и влажность, небольшой перепад температур воздуха. Средняя температура воздуха над морем зимой составляет  $-4^{\circ}\text{C}$  на севере и  $4^{\circ}\text{C}$  на юге, в то время как летняя температура воздуха  $6-10^{\circ}\text{C}$  на севере и



достигает 12°C на юге. Средняя скорость ветра в зимний период – 8-10 м/с, в летний – 5-6 м/с. На 65-ой параллели северной широты световой день во время летнего солнцестояния составляет 21 час и 30 минут, во время зимнего – 3 часа и 30 минут.

Норвежское море не замерзает круглый год благодаря теплоте Северо-Атлантического течения. Температура воды в феврале в море составляет 2-7 °С, а в августе - 8-12 °С.

В Норвежском море были проведены морские геофизические работы различными методами сейсморазведки, построено множество профилей, а также проведён комплекс океанографических исследований. Геологическая интерпретация фактических и океанографических данных позволила через построение разных вариантов геотектонических моделей реконструировать историю геологического развития.

Фундамент Западно-Норвежского Нефтегазозоного Бассейна палеозойского возраста, на нём с несогласием залегают мезозой-кайнозойские осадочные отложения, представленные триасовой, юрской, меловой, палеогеновой и неоген-четвертичной системами общей мощностью до 6800 м.

В большинстве скважин проводился комплекс геофизических исследований скважин, в который входили такие методы, как кавернометрия, гамма-каротаж (ГК), гамма-гамма-каротаж плотностной (ГГКп), каротаж сопротивления (КС), акустический (АК) и нейтронный каротаж (НК). Данные методы позволили выделить коллекторы, определить их свойства и оценить нефтенасыщенность. На рисунке 3 приведен планшет интерпретации данных геофизических исследований скважины 6507/7-А-50 месторождения Хейдрун. В ходе интерпретации выделены продуктивный интервал (3042 – 3080 м) по данным КС, ГК и рассчитанной пористости по НК, ГГКп и АК.

К применимому комплексу целесообразно дополнить каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС) и индукционный каротаж (ИК) для эффективного решения геологических и геофизических задач.

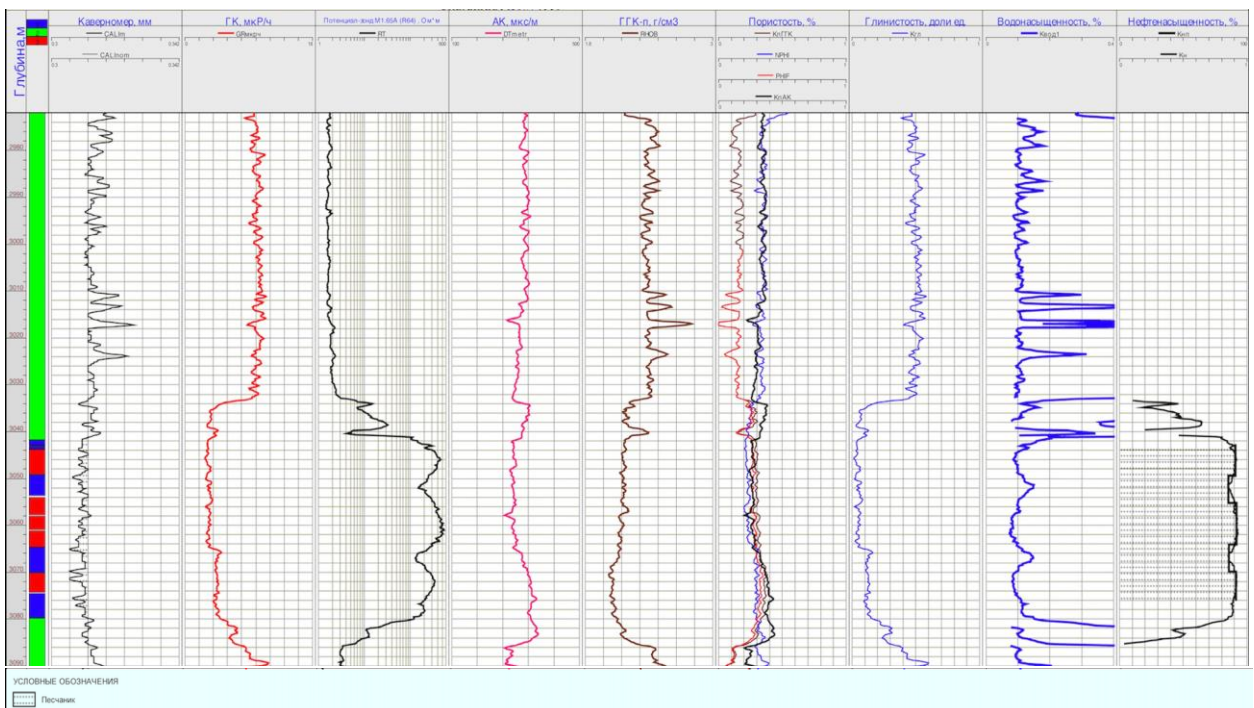


Рисунок 3. Планшет интерпретации данных геофизических исследований скважины 6507/7-А 50 месторождения Хейдрун.



**Литература:**

1. Ильина Г.Ф. Учебное пособие «Промысловая геофизика» // Томск: Изд-во ТПУ, 2004г.
2. <https://www.equinor.com/en/what-we-do/norwegian-continental-shelf-platforms/heidrun.html>
3. Хмелевской В. К., Горбачев Ю. И., Калинин А. В., Попов М. Г., Селиверстов Н. И., Шевнин В. А. – «Геофизические методы исследований»: учебное пособие.  
– Петропавлоск-Камчатский: изд-во КГПУ, 2004 г.



## ВЫЯВЛЕНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ЛОВУШЕК УГЛЕВОДОРОДОВ В АКВАТОРИИ БЕРИНГОВА МОРЯ

Гурьянов С.А.\* (МГРИ, [guryanovsa@mgri.ru](mailto:guryanovsa@mgri.ru)),  
Вайнерман Б.П. (МГРИ, [bwinerman@yandex.ru](mailto:bwinerman@yandex.ru))

**Аннотация:** На примере одной из структур в акватории Берингова моря показаны способы обработки геологической информации. Выявлены особенности геологического строения исследуемого участка. Показан вариант оценки ресурсов нефти в пределах выявленных ловушек.

**Ключевые слова:** Сейсморазведка, поверхность, водонефтяной контакт, моделирование, Берингово море.

В акватории Берингова моря в Анадырском заливе проведены региональные сейсмические работы. На примере одной из выявленных структур показаны приемы изучения геологического строения участка акватории. Продемонстрированы методы использования программы Petrel для построения поверхностей и оценки объемов возможных скоплений нефти на выявленный структурах.

Сейсмическими работами выявлено несколько отражающих горизонтов:

- по кровле фундамента (Ф);
- по кровле сейсмокомплекса Г;
- по кровле сейсмокомплекса В;
- по кровле сейсмокомплекса Б.

Акустический фундамент соответствует докайнозойскому относительно метаморфизованному комплексу пород. В его состав входят верхнемеловые образования.

На сейсмических разрезах кайнозойские образования осадочного чехла расчленяются тремя региональными разделами на сейсмокомплексы А, Б, В и Г.

Используя программу Petrel, построены структурные карты по каждому отражающему горизонту.

На рис. 1 показана трехмерная поверхность по кровле фундамента.

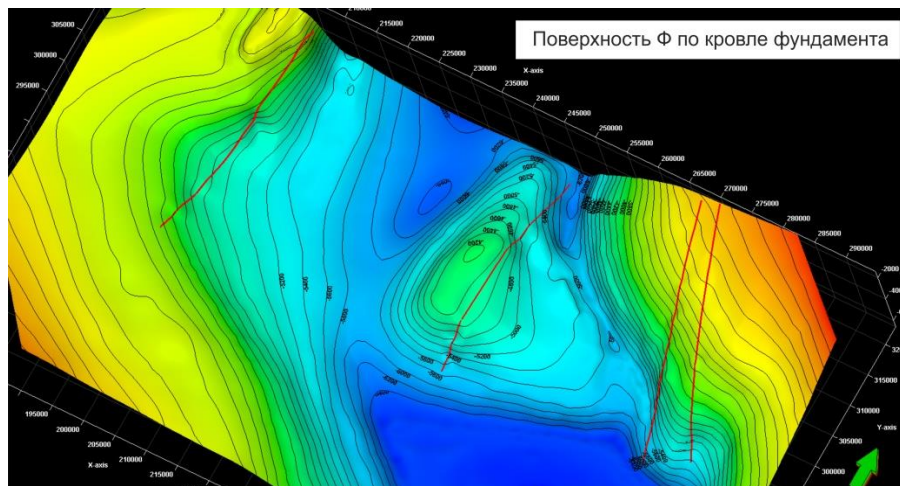


Рисунок 1. Поверхность по кровле фундамента





Над выступом фундамента в осадочном чехле образовались антиклинальные складки, которые могут быть потенциальными ловушками для углеводородов. На рис. 2 представлена структурная карта по кровле сейсмокомплекса Г.

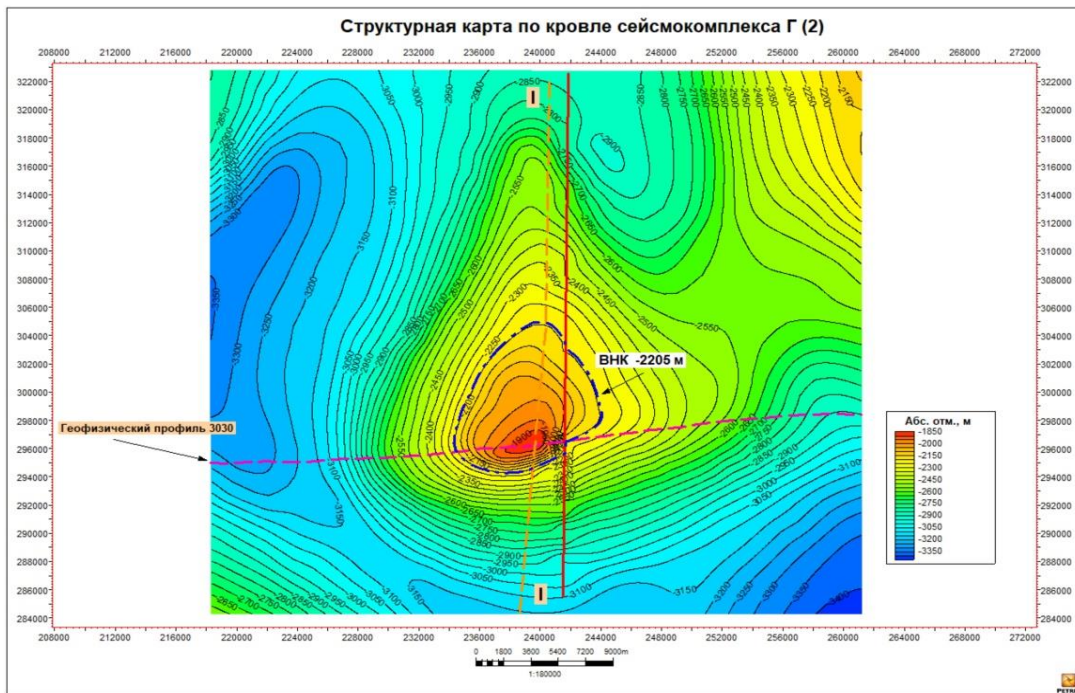


Рисунок 2. Структурная карта по кровле сейсмокомплекса Г

Геологический профиль, построенный по линии сейсмического профиля 3030, показан на рис. 3.

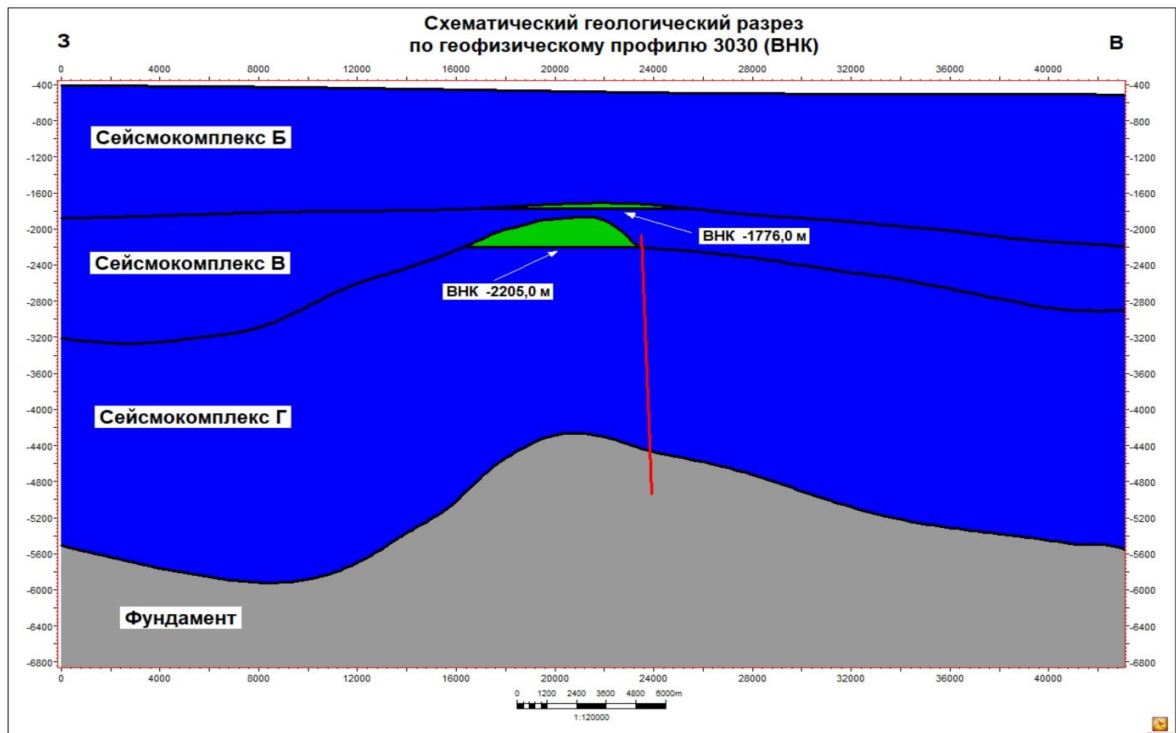


Рисунок 3. Геологический профиль по линии сейсмического профиля 3030



Для сейсмокомплекса Б не выявлено антиклинальной складки над выступом фундамента.

Предположив, что антиклинальные ловушки в сейсмокомплексах Г и В могут содержать нефть, устанавливаем следующие условные параметры.

Коэффициент заполнения ловушки - 0,5.

Коэффициент песчанистости (доля коллекторов в общем объеме пород) - 0,1.

С помощью программы Petrel создана геологическая модель для данного участка акватории. Построены карты эффективных нефтенасыщенных толщин для сейсмокомплексов В и Г. На рис. 4 представлена такая карта для сейсмокомплекса Г.

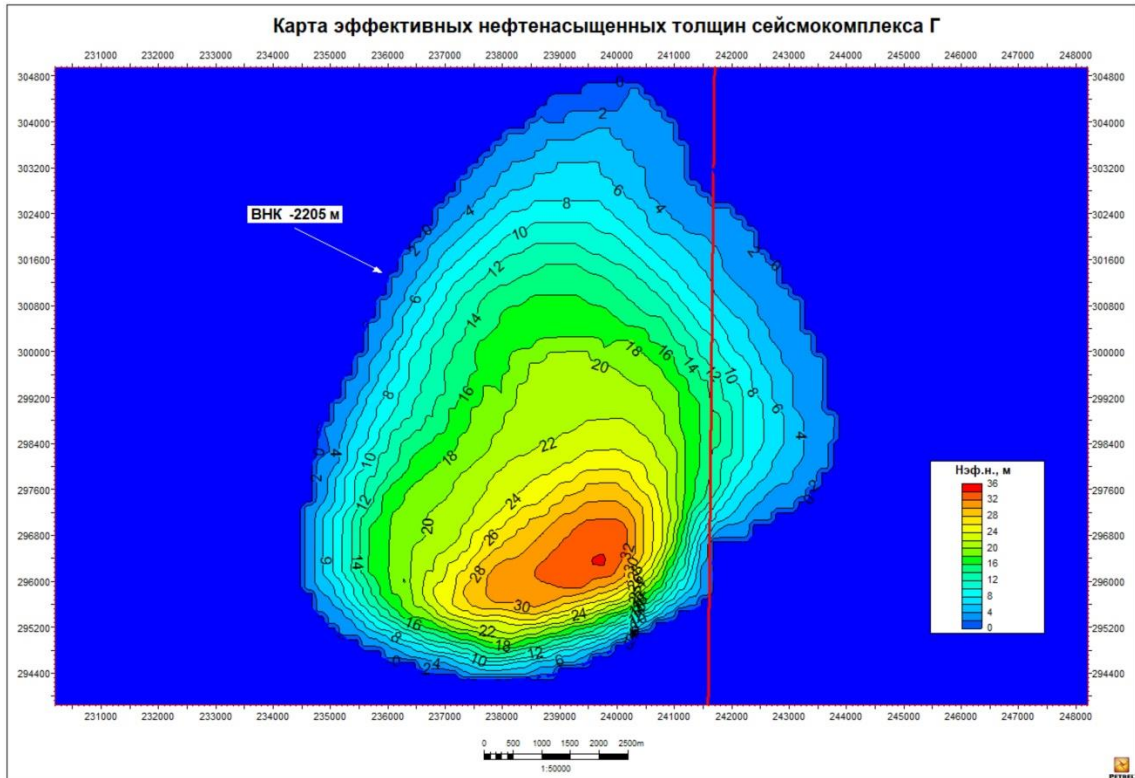


Рисунок 4. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин сейсмокомплекса Г

Для оценки ресурсов нефти в рассматриваемых ловушках приняты условные значения пористости, нефтенасыщенности, пересчетного коэффициента, плотности нефти и коэффициента извлечения нефти (КИН).

Результаты оценки ресурсов представлены в табл. 1.

Таблица 1

Подсчетные параметры и ресурсы нефти  
Анадырский залив  
Берингово море

Пласт, зона	Категория ресурсов	Площадь нефтенасыщенности тыс. м <sup>2</sup>	Средняя нефтенасыщенная толщина м	Объем нефтенасыщенных пород тыс. м <sup>3</sup>	Коэффициенты, доли ед.			Плотность нефти т/м <sup>3</sup>	Начальные геологические ресурсы нефти тыс. т	Коэффициент извлечения нефти	Начальные извлекаемые ресурсы нефти тыс. т
					открыт. пористости	нефтенасыщенности	пересчетный				
Сейсмокомплекс В	D2	169947	2.9	497699	0.200	0.700	0.900	0.850	53 304	0.30	15 991
Сейсмокомплекс Г	D2	69924	12.1	848088	0.200	0.700	0.900	0.850	90 830	0.30	27 249
<b>Всего</b>	<b>D2</b>								<b>144 134</b>	<b>0.30</b>	<b>43 240</b>

Проведенное моделирование позволило уточнить геологическое строение части акватории Берингова моря в районе Анадырского залива.



Выявлены возможные ловушки, которые могут содержать углеводороды.  
Произведена оценка возможных скоплений нефти для сейсмокомплексов В и Г.

### **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.
3. Воробьев Ю.М. и др. Отчет "Комплексные рекогносцировочные геофизические исследования в районе Берингова и Чукотского морей". ВПО "Сахалинморнефтегазпром", г. Оха, 1984.



**ПРИЧИНЫ НИЗКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ ПРОМЫСЛОВОЙ  
ГЕОФИЗИКИ В ПАЛЕОГЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ  
ВОСТОЧНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ**

*Е. Г. Керимова (Северо-Кавказский федеральный университет,  
elizavetakerimova11@gmail.com)*

*Керимов А-Г. Г. (Северо-Кавказский федеральный университет,  
akerimov@ncfu.ru)*

**Аннотация:** настоящая работа посвящена обобщению и анализу опубликованной геолого-геофизической информации, затрагивая аспект низкой информативности методов промысловой геофизики при выделении глинистых коллекторов в палеогеновых отложениях Восточного Предкавказья. Предложены мероприятия, способствующие повышению достоверности идентификации внутриглинистых коллекторов.

**Ключевые слова:** акустический каротаж широкополосный, пористость, глинистые отложения, испытания пластов.

На территории Восточного Предкавказья некоторые нефтяные и газовые месторождения были открыты в результате неожиданных нефтегазовых проявлений в палеогеновых отложениях, когда случайно образовывались благоприятные условия против продуктивных пластов. Так, например, когда вскрывались продуктивные пласты мелового и юрского возраста, в которых отмечались поглощения глинистого раствора, в отложениях палеогенового возраста возникала депрессия на пласт с последующим проявлением.

Следует отметить, что при вскрытии пластов во время бурения за счет репрессии на пласт происходило либо его деформация, либо зафилтровка, что в последующем приводило к трудностям в поисках таких пластов методами промысловой геофизики. Продуктивные отложения палеогенового возраста представлены главным образом трещиноватыми глинисто-карбонатными породами, в которых происходит смыкание трещин при высоких значениях репрессии на пласт, что также влияет на эффективность их выявления методами промысловой геофизики.

В 90<sup>х</sup> годах была предпринята попытка найти корреляционные связи между пористостью, рассчитанной по данным индукционного каротажа (ИК), с пористостью, определенной по методам акустического каротажа (АК) с последующим расширенным анализом причин возможного несоответствия. В результате выполненных исследований было выявлено отсутствие корреляционной связи между коэффициентами пористости, определенными по данным методов ИК и АК.

На наш взгляд это связано со следующими причинами:

– значительным различием интервального времени распространения упругих волн в породах с рассеянной и слоистой глинистостью (диаграмму АК обычно используют, когда отложения явно выражены слоистостью глин);

– низким качеством диаграммы акустического каротажа, так как на практике для исследования скважины применялся метод АК в высокочастотной модификации, у которого отмечается относительно высокий уровень затухания информационного сигнала при исследованиях в глинистых отложениях по сравнению с низкочастотными приборами АК.

Исходя из вышесказанного, можно сделать выводы:

– для корректной оценки пористости отложений палеогенового возраста, предпочтительней в качестве основных методов электрических каротажей использовать



методы электропроводимости;

– отмеченная низкая эффективность АК в глинистых отложениях палеогенового возраста обусловлена, низким качеством диаграмм АК, это связано с высокой кавернозностью ствола скважины и не оправданным повсеместным применением на практике высокочастотных скважинных приборов АК. Акустический каротаж в высокочастотной модификации наиболее чувствительный к изменениям конфигурации ствола скважины увеличение диаметра скважины приводит к значительному затуханию высокочастотного сигнала;

– кавернозность ствола скважины одна из причин низкой эффективности основных методов геофизических исследований скважин (ГИС) при изучении палеогеновых отложений.

Если применять для изучения отложений палеогенового возраста АК в широкополосном варианте (АКШ), с регистрацией продольных и поперечных волн, то применяя закон Гука, возможно, не только детально расчленив вскрытый разрез по литологии, но и на основе известных аналитических зависимостей рассчитать и представить в виде кривых на сводном планшете характеристики различных видов деформаций (рис. 1). Так например, продольное растяжение представляется модулем Юнга –  $E$ ; поперечный сдвиг – модулем сдвига  $G$ , всестороннее сжатие – модулем всестороннего сжатия  $K$  и коэффициент Пуассона  $\nu$ , представляющий отношение поперечного сжатия к продольному растяжению пород.

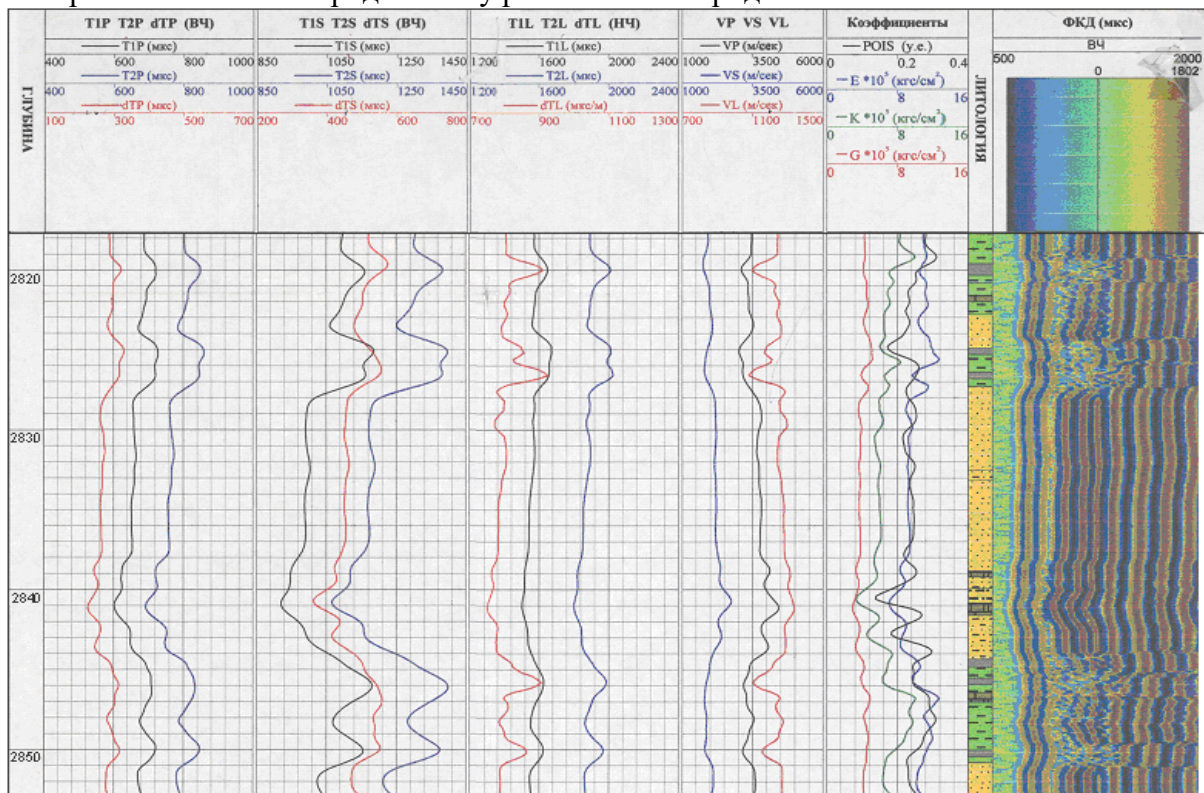


Рисунок 1. Фрагмент диаграммы АКШ при определении литологии горных пород

Каждый из указанных параметров может быть выражен формулой через значения скоростей продольных ( $V_p$ ) и поперечных ( $V_s$ ) волн [1].

С целью исключения неоднозначной геологической интерпретации данных промысловой геофизики в пластичных пластах характеризующихся низкими фильтрационно-емкостными свойствами испытания пластов выполняют следом за ГИС для подтверждения или опровержения заключения об их насыщении.

Комплексный анализ геолого-промысловых данных и результатов испытаний



позволяет судить о продуктивности испытательного объекта, при этом определяются граничные значения параметров, определяющих коллектор не коллектор. По кривым восстановления давления определяют проницаемость продуктивных объектов. Например, если не фиксируются изменения давления, то объект (или участок) считается непроницаемым. При вскрытии пластов формируется несколько зон проникновения за счет внедрения фильтрата глинистого раствора в пласт. Следует отметить, что в зависимости от перепада давления (репрессии на пласт), вязкости нефти и пористости пласта коллектора в промытой зоне нефтенасыщенных пластов остаточная нефтенасыщенность может превышать 25 % и достигать для высоковязкой нефти 40 %.

Выполненный анализ эффективности испытаний пластов коллекторов в открытом стволе скважины указывает на частое отсутствие притока флюида. На наш взгляд это связано с двумя основными причинами из-за неоправданно высокой депрессии на пласт, приводящей к деформации каркаса пласта коллектора или необоснованно малым временем стояния на притоке из-за боязни прилипнуть к породе.

Основной вывод заключается в следующем, что для качественного выполнения испытаний пластов коллекторов представленных трещиноватыми глинисто-карбонатными породами необходимо производить индивидуальный подбор депрессии на пласт.

Таким образом, анализ испытаний палеогеновых отложений Восточного Предкавказья выявил следующие причины низкой эффективности:

- во время бурения (при вскрытии перспективных горизонтов) за счет высокой репрессии происходит гидроразрыв пласта, приводящий к значительному проникновению фильтрата промывочной жидкости вглубь пласта;
- для условий прочного каркаса пласта коллектора возникает протяженная и сложная зона проникновения фильтрата в пласт, в которой остаточная нефтенасыщенность может достигать 25 %, а в пластах низкой пористости – 45 % от первоначальной, даже если низкая репрессия;
- достаточно низкая эффективность испытаний связана также со «схлопыванием» пор глинистого коллектора, когда отмечается длительное время стояния испытателя и допускается максимальная депрессия на пласт;
- скелет глинистых коллекторов имеет упруго-пластические свойства, что часто приводит к необратимым деформациям пласта-коллектора даже при незначительной репрессии.

Для увеличения эффективности испытаний в глинистых коллекторах палеогеновых отложений рекомендуется:

- в месте предполагаемого испытания пласта (и выше) необходимо забуривать ствол скважины долотом меньшего диаметра для уменьшения степени разрушения стенки ствола скважины, в месте установки пакерного элемента испытательной компоновки;
- при испытании следует создавать кратковременную депрессию на пласт не приводящую к смыканию трещин;
- проводить анализ поднятого флюида и газа в лаборатории методом термовакуумной дегазации с целью определения характера насыщения в случае подъема фильтрата промывочной жидкости с пластовым флюидом.

Анализ причин низкой эффективности проводимых испытаний в палеогеновых отложениях Восточного Предкавказья, когда коллектор представлен трещиноватыми глинами, вскрывать их в процессе бурения необходимо в режиме либо равновесия, либо депрессии на пласт. Для этого в качестве промывочного агента, возможно, применять, например, азрированные жидкости или пенные растворы. Только данная



технология бурения позволит качественно испытать потенциальный нефтегазоносный объект и повысит эффективность геолого-геофизических исследований при поисках углеводородов в глинистых коллекторах.

Методы ГИС, выполняемые до настоящего времени на месторождениях и площадях Восточного Предкавказья для исследования отложений палеогена, следует считать не эффективными в силу следующих причин:

- их малой (недостаточной) информативности, так как в значительной степени диаграммы практически всех каротажей не дифференцированы;
- использования морально устаревших приборно-методических комплексов, обладающих низкой точностью измеряемых параметров;
- негативных последствий бурения на репрессии в глинистых отложениях имеющих упруго-пластические свойства приводят, как правило, к двум основным последствиям – образованию значительной кавернозности скважины или возникновению не обратимых процессов – деформации скелета пластов-коллекторов, приводящих к не информативности основных методов промысловой геофизики.

### **Литература**

1. Ерофеев, Л. Я. Физика горных пород / Л. Я. Ерофеев, Г. С. Вахромеев, В. С. Зинченко, Г. Г. Номоконова / – Томск, 2006. – 519 с.



## МЕТОДИКА ТЕКТОНО-ФАЦИАЛЬНО-ДИНАМИЧЕСКОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ПРИМЕРЕ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ

*Маракова И. А.\* (ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, miss.marakova@mail.ru)*

### **Аннотация**

Представлена методика тектоно-фациально-динамического прогнозирования (МТФДП) залежей углеводородов, которая адаптирована в Тимано-Печорской провинции. Разработка этой методики связана с тем, что в настоящее время во многих традиционных районах нефтегазодобычи Тимано-Печорской провинции фонд поисковых объектов исчерпывается. Это приводит к необходимости вовлечения в геологоразведочные работы новых малоизученных районов сложного геологического строения и поиски резервов добычи за счет трудноизвлекаемых запасов и, в последнее время, все большее внимание привлекается к наращиванию сырьевой базы за счет нетрадиционных ресурсов. В рамках научно-исследовательских работ автором обобщен и проанализирован обширный материал по проблемам происхождения нефти, газа и мировой опыт освоения залежей в традиционных и нетрадиционных коллекторах. Исследованы зависимости между глубинной геодинамикой литосферных плит, формированием осадочного чехла и нефтегазоносных структур. Следует подчеркнуть, что впервые на территории Тимано-Печорской провинции в зонах проявления магматизма установлена связь истории становления земной коры региона с процессами нефтеобразования и нефтегазоаккумуляции доманиковых отложений.

### **Ключевые слова**

*Методика тектоно-фациально-динамического прогнозирования, происхождение углеводородов, нефтегазообразование, ловушка, залежь, Тимано-Печорская провинция.*

Сегодня тихой сенсацией, набирает обороты биосферная концепция образования углеводородов. Звучат утверждения и доказательства о том, что углеводороды имеют полигенный генезис. Сейчас в разряде новых направлений для исследований в Тимано-Печорской провинции стоит поиск новых месторождений нефти и газа в терригенных отложениях перми-триаса с выходом на шельф и в карбонатно-глинистых низкопроницаемых отложениях и сопряженных с ними толщах позднедевонского возраста.

В ходе научно-исследовательских работ впервые разработана и адаптирована методика тектоно-фациально-динамического прогнозирования залежей углеводородов в отложениях пермского возраста в северо-восточной части Тимано-Печорской провинции. Идея базируется на научных теориях о полигенном генезисе углеводородов, биосферной, микстгенетической концепций нефтегазообразования таких известных российских ученых как: А. Э. Конторович, А. Н. Дмитриевский, А. А. Баренбаум, Б. М. Валяев, Ю. А. Волож, В. П. Гаврилов и др. Методика разработана при использовании обширных геолого-геофизических данных.

Методика заключается в выделении тектоно-фациально-динамических зон концентрации нефтегазоперспективных ловушек отражающих влияние энергетических (флюидодинамических) процессов на формирование будущих залежей нефти и газа на основе комплексного изучения отложений определенного возрастного интервала.

Комплекс исследований по изучению любого временного интервала и последующему выделению тектоно-фациально-динамических зон отражен в публикациях автора.





Введены новые понятия – тектоно-фациально-динамическая зона, фациально-динамическая зона активности, фациально-динамическая зона стабильности.

**Тектоно-фациально-динамическая зона** – это зона аккумуляции обломочного материала, которая выделяется по палеофациальным и динамическим признакам и характеризуется определенными режимами осадконакопления и проявлением тектонической активности (первичной и вторичной).

**Фациально-динамическая зона активности** – это зона аккумуляции, которая характеризуется интенсивным (турбулентным) режимом осадконакопления и проявлением как первичной, так и вторичной тектонической активности.

**Фациально-динамическая зона стабильности** – это зона аккумуляции, которая характеризуется равномерным (ламинарным) режимом осадконакопления и пассивной тектоникой.

По результатам научно-исследовательских работ для пермского периода выделено выделено шесть тектоно-фациально-динамических зон имеющих ловушки и залежи различного типа.

**В первой зоне (I)** формировался проградационный комплекс дельтового генезиса, в котором по сейсмическим образам и данным скважины 2-Западно-Коротаихинская выделяются песчаные тела, отождествляемые с литологически ограниченными ловушками в фондоформной, клиноформенной и ундаформенной частях. Здесь прогнозируется открытие крупной залежи тяжелой нефти. **Во второй и третьей зонах (II, III)** в результате интенсивного привноса терригенного материала с Урала, реками образовывались песчаные пласты в кунгурское и уфимское время, преобразованные в структурно-литологические и сводовые ловушки в результате формирования вала Сорокина. **В четвертой зоне (IV)** формировались русловые образования, а по мере продвижения границы шельфа на северо-запад в уфимское время формировались прибрежно-морские тела. **В пятой зоне (V, Va)** в казанско-северодвинское время развивалась дельтовая система: по сейсмическим материалам клиноформенное строение верхнепермских отложений отмечается в пределах акваториального продолжения вала Сорокина и прогнозируется в пределах акваториального продолжения Колвинского мегавала.

Что касается Предуральяского краевого прогиба, то повышенное содержание органического вещества приурочено к зонам проявления магматизма и может быть объяснено тем, что процессы нефтеобразования и нефтегазонакопления в доманиковых отложениях связаны с историей становления земной коры региона.

#### Литература

1. Конторович А. Э. Очерки теории нафтидогенеза. Избранные статьи. Новосибирск: Изд-во СО РАН. 2004. 545 с.
2. Дмитриевский А. Н. Полигенез нефти и газа // Доклады АН. 2008. Т. 419. №3. С. 373-377
3. Дмитриевский А. Н., Валяев Б. М. Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезисы. М.: ГЕОС. 2008. 622 с.
4. Баренбаум А. А. Механизм формирования скоплений нефти и газа. // Доклады АН. 2004. Т.399. №6 С. 802-805
5. Баренбаум А. А. Решение проблемы происхождения нефти и газа на основе биосферной концепции нефтегазообразования // Уральский геологический журнал, 2013, №1 (91). С. 3-27.
6. Гаврилов В. П. Происхождение нефти. М.: Наука. 1986. 176 с.
7. Гаврилов В. П. Возможные механизмы естественного восполнения запасов на нефтяных и газовых месторождениях // Геология нефти и газа. 2008. №1. С.56-64.



## **О ВОЗМОЖНОЙ ОПТИМИЗАЦИИ МЕТОДИКИ НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫХ РАБОТ В УСЛОВИЯХ НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ**

*Севостьянова Р.Ф.\* (ФИЦ «ЯНЦ СО РАН» Институт проблем нефти и газа СО РАН, [rose\\_sevos@mail.ru](mailto:rose_sevos@mail.ru)),*

*Ситников В.С. (ФИЦ «ЯНЦ СО РАН» Институт проблем нефти и газа СО РАН, [sitgeo@mail.ru](mailto:sitgeo@mail.ru))*

### **Аннотация**

Изложены краткие сведения о геологическом строении и нефтегазоносности Непско-Ботуобинской НГО. Дана краткая характеристика предлагаемых подходов, направленных на оптимизацию методики нефтегазопроисковых работ в условиях исследуемой территории.

**Ключевые слова:** нефть, газ, антеклиза, Сибирская платформа, Якутия

В пределах северной части Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА) сосредоточена преобладающая часть запасов нефти и газа, учтенных в госбалансе по Республике Саха (Якутия). Указанная территория характеризуется сложным строением и весьма длительной многоэтапной историей геологического развития, что нашло отражение во многих особенностях ее литолого-стратиграфического разреза. В их числе разломно-блоковая тектоника низов осадочного чехла, переслаивание в кембрийской части разреза карбонатных и соленосных толщ мощностью до 200 м и более, наличие в верхней части осадочного чехла многолетнемерзлых пород прерывистого или островного типа, внедрение во вмещающие осадочные толщи магматических тел трапповой формации мощностью до 150 м и др.

Уникально высокая удельная плотность условных углеводородов (УУВ) по площади и разрезу обусловлена здесь следующим благоприятными факторами:

- Расположение НБА на стыке трех крупнейших депрессионных структур – Виллюйской гемисинеклизы, Тунгусской синеклизы и Предпатомского регионального прогиба.
- НБА характеризуется древним заложением и длительным унаследованным развитием. В течение многих геологических эпох НБА постоянно занимала наиболее высокое гипсометрическое положение.
- В пределах НБА вендские терригенные горизонты пользуются широким развитием, имеют линейный полосовидный характер распространения, обусловленной их приуроченностью к палеошельфу.
- Кембрийские карбонатные горизонты характеризуются весьма сложными особенностями развития и в целом тяготеют к площадям и интервалам распространения рифогенных образований водорослевой природы.
- Особенности проявления разломно-блоковой тектоники строения низов осадочного чехла предопределяют благоприятные условия для широкого развития ловушек неантиклинального типа.
- К настоящему времени прогнозный нефтегазоносный потенциал НБА освоен лишь частично (до 20%). Перевод основной части прогнозных ресурсов УВ в запасы разных категорий требует детального изучения закономерностей формирования здесь залежей нефти и газа и особенностей их размещения в осадочном чехле.
- К югу от субширотного отрезка долины р. Виллюй, в районе г. Мирный, открыта группа средних и мелких месторождений газа и нефти (Иреляхское, Маччобинское, Нелбинское, Северо-Нелбинское, Мирнинское). К северу от этих лицензионных участков находится расположены площади глубокого бурения прошлых лет,



выведенные из бурения с отрицательными результатами, в том числе: Серчинская, Бахчинская, Сосновая, Чуоналырская, Отулахская, Сюльдюкарская и др. площади. В качестве основного критерия для вывода прекращения глубокого поискового бурения использовались данные об отсутствии по результатам испытания каждой из скважин промышленных притоков газа и (или) нефти. Проведенные нами исследования указывают на необходимость оптимизации структурной основы.

О целесообразности возврата на площади бурения прошлых лет с новыми знаниями и технологиями, свидетельствуют также результаты, полученные в последние годы на лицензионных участках распределенного фонда недр в относительной близости от «старых» площадей. Так, на Бахчинском лицензионном участке из отложений нижнего кембрия получены притоки нефти дебитом до 8,2 м<sup>3</sup>/сут (юряхский горизонт), газа – до 70,0 тыс.м<sup>3</sup>/сут. На Багдынском лицензионном участке зафиксированы приток нефти дебитом до 45 м<sup>3</sup>/сут из харыстанского горизонта и газа – от 36,6 из юряхского до 100,8 тыс.м<sup>3</sup>/сут из осинского горизонтов [1].

### **Литература**

1. Ситников В.С., Алексеев Н.Н., Павлова К.А. Новые представления о крупном нефтеносном потенциале центральных районов Западной Якутии // Наука и образование. 2016. №4 (84). С. 57-63.



## **ОБОГАЩЕНИЕ СЛАНЦЕВЫХ ФОРМАЦИЙ ХИМИЧЕСКИМИ ЭЛЕМЕНТАМИ: СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА И ПОСЛЕДСТВИЯ**

*Пунанова С.А. (Институт проблем нефти и газа РАН, [pujanova@mail.ru](mailto:pujanova@mail.ru))*

### **Аннотация**

Рассмотрены содержания микроэлементов (МЭ), в том числе потенциально токсичных элементов (ПТЭ) – V, Ni, Mo, Co, Cd, As, Hg, Cr, U и др., в сланцевых формациях различных регионов мира. Проведен их сравнительный анализ и выявлены наиболее высокие концентрации токсичных элементов в сланцах некоторых регионов, значительно превышающие Кларковые содержания в глинах (по А.П. Виноградову).

Поступление ПТЭ в окружающую среду значительно увеличивается в результате теплового воздействия на пласт, которое может иметь место при разработке подобных месторождений горючих ископаемых, а также при некоторых процессах переработки углеводородов (УВ). Необходимо оценивать экологические риски для окружающей среды.

**Ключевые слова:** микроэлементы, потенциально токсичные элементы, Кларковые содержания, сланцевые формации, экологические риски.

### **Введение**

Черные сланцы с содержанием  $C_{орг}$  от 8 до 20%, называемые еще доманикитами, по представлениям геохимиков – типичные нефтематеринские свиты. Известны многочисленные аналоги классического типа черносланцевых формаций: доманиковый горизонт (среднефранский ярус верхнего девона) Волго-Уральского и Тимано- Печорского бассейнов; бажениты – верхнеюрско-нижнемеловые отложения баженовской свиты или ее возрастных аналогов в Западной Сибири, киммерийские глины бассейна Северного моря, менилитовые сланцы олигоценного возраста Северо- Предкарпатского бассейна в Польше и Западной Украине, в США свиты Баккен, Барнетт, формации Грин Ривер бассейна Юинта, свита Монтерей (кремнистые глины Калифорнийского бассейна), свита Ла Луна Маракайбо (Венесуэла) и др. Сланцы, как правило, обогащены широким набором МЭ, в том числе и ПТЭ. Горючие сланцы – это слабо преобразованные аналоги будущих нефтематеринских отложений, характеризующиеся высокими концентрациями  $C_{орг}$  – до 80%. Сланцы интересны как возможные исходные нефтематеринские свиты, а дополнительная информация, связанная с большой заинтересованностью современного мира в изучении сланцевого газа и сланцевой нефти для последующей разработки, важна в научном и практическом аспектах. Стоит привести слова В.И. Вернадского, звучащие сейчас очень актуально и современно: «Можно отметить два типа месторождений для скоплений нефти: 1) скопление в осадочных породах; 2) проникновение углеводородами битуминозных сланцев. Оба типа могут рассматриваться как части одного и того же явления. Нахождение в сланцах содержит наибольшие массы нефти» [1]. По мнению В.И. Вернадского, и подтвержденного дальнейшими геохимическими исследованиями по многим территориям (А.Э. Конторович, С.Г. Неручев, Э.М. Галимов, В.И. Скоробогатов и др.), общее количество рассеянной нефти в осадочной оболочке Земли намного превышает общее количество нефти в месторождениях.



## Рудные элементы сланцевых формаций

В докладе приведены детальные данные по оценке содержаний МЭ в черных и горючих сланцах на примере отдельных регионов: в доманиковых отложениях Волго-Урала, в сланцах Кендерлыкского месторождения (республика Казахстан), в сланцах формации Барнетт и Грин Ривер США, в глинисто-кремнистых разностях пород верхнеюрско-нижнемелового возраста баженовской свиты Западной Сибири, в куонамской горючесланцевой формации глинисто-карбонатного и кремнисто-карбонатно-глинистого состава, развитой на востоке Сибирской платформы в разрезе кембрийской части осадочного чехла и др. [2, 3].

На рис. 1 с использованием Периодической таблицы Д.И. Менделеева представлена сопоставительная усредненная характеристика обогащенности элементами сланцев относительно Кларков глинистых пород и с учетом классификации элементов по А.Н. Заварицкому. По величине  $Q_i$  ( $Q_i$  есть отношение концентрации элемента в сланцах к Кларку этого элемента в глинистых породах по А.П. Виноградову) нами выделены четыре градации статистической оценки. Анализ этих данных подчеркивает широкое разнообразие состава МЭ в каустобиолитах. В группу элементов, обогащающих каустобиолиты, входят элементы горных пород, группы железа, металлические, редкие, металлоидные, радиоактивные. Максимальные значения характерны для так называемых высокоподвижных в условиях земной коры элементов (Hg, Se, Mo, Sb, As, Cd, Pb, Bi и др.), что возможно указывает на активность процессов миграции при формировании месторождений УВ. Величины обогащения оказываются в ряде случаев аналогичны концентрациям элементов в рудных месторождениях, что позволяет использовать месторождения каустобиолитов комплексно, т.е. и как потенциальный источник ряда рудных элементов.

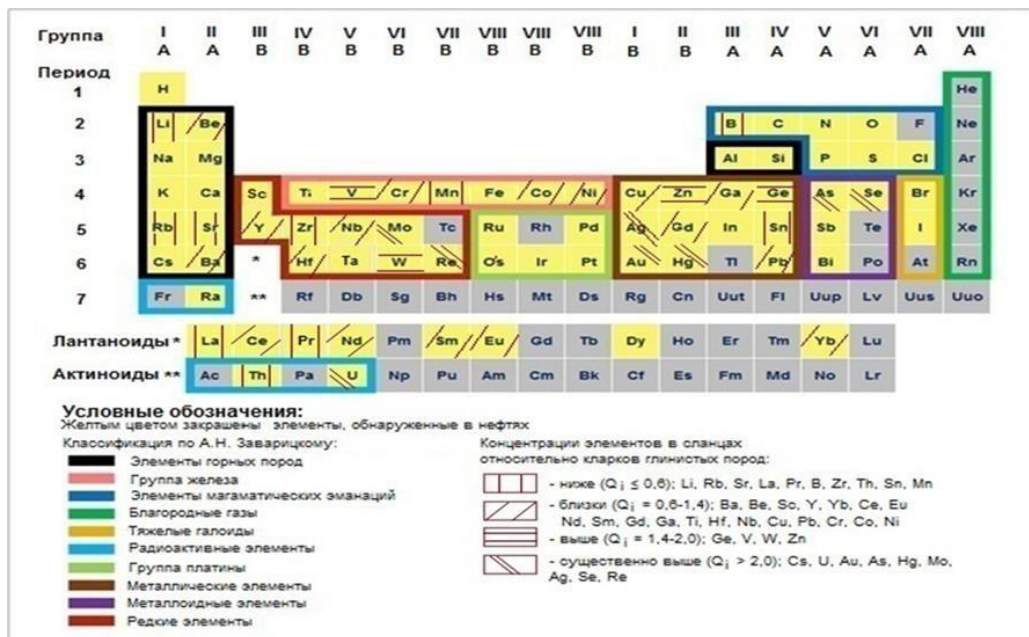


Рисунок 1. Концентрации элементов в сланцах относительно Кларков

Сопоставление содержаний МЭ в сланцах показывает, что четкой связи с возрастом сланценосных формаций выявить не удастся. Это объясняется влиянием других факторов, а именно фациальным типом осадков и геоструктурным положением сланценосного бассейна. Для выявления вклада эндогенных и экзогенных источников поступления МЭ в сланцевые формации были установлены некоторые корреляционные

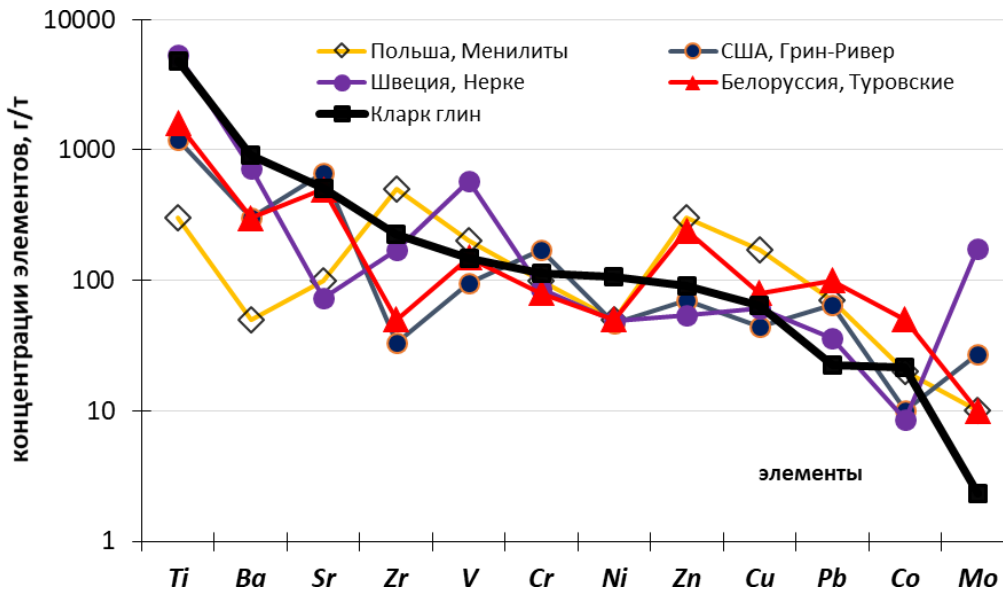


зависимости. При этом выявлены более высокие корреляционные связи МЭ состава сланцев (горючих и черных) с химическим составом верхней континентальной земной коры ( $r=0,84-0,82$ ) по сравнению с составом нижней коры ( $r=0,79-0,80$ ). Исходя из этого, сделан вывод о несколько большем вкладе в сланцевую породу МЭ матрицы из органического вещества осадочных пород, чем из глубинных зон земной коры [4].

Детализированные усредненные данные по 36 МЭ, приведенные в табл. 1, также подтверждают повышенные концентрации МЭ в черных и горючих сланцах (содержание многих рудных элементов выше 100 г/т). На рис. 2 показаны концентрации элементов в сланцах различных бассейнов мира. Содержания следующих рудных элементов выше, чем Кларк глины – в сланцах: Республики Беларусь – Zn, Pb, Co, Mo, Cu; Польши – Zr, Zn, Cu, Pb, Mo, V; Грин-Ривер – Sr, Cr, Pb, Mo; Швеции – V, Pb, Mo [5-9].

**Таблица 1.** Распределение усредненных данных по содержанию МЭ в минеральном веществе сланцев

Объект	Концентрация микроэлементов в минеральном веществе сланцев (по декадам), г/т						
	< 0,01	0,01–0,1	0,1–1,0	1,0–10	10–100	100–1000	>1000
Черные сланцы	Au		Hg, Re, Ag	Ge, W, Be, U, Hf, Th, Sn, Cs, Se	Sc, Nb, Co, Ga, Pb, Y, Mo, As, La, Li, Cu, Ce, B, Rb, Ni, Cr	Zr, Sr, Zn, V, Mn, Ba	Ti
Горючие сланцы	Re, Au	Ag	Hg	Ge, Mo, W, Be, U, Hf, Th, Sn, Cs	As, Se, Sc, Nb, Co, Ga, Pb, Y, La, Cu, Li, Ni, Ce, Cr, Zn	Rb, Zr, B, V, Sr, Mn, Ba	Ti



**Рисунок 2.** Концентрация микроэлементов в сланцах различных регионов

### Экологические риски

Многими практиками и учеными отмечались негативные экологические последствия разработки месторождений тяжелых нефтей, освоения сланцевых формаций и добычи из них нефтяных и газовых УВ. При гидроразрыве пласта, широко применяемого при разработке сланцевых формаций методом горизонтального бурения, возможно попадание токсичных элементов, как из сланцев, так из содержащихся в них нафтидов в окружающую среду. Известно, что около 15-20% добываемого УВ сырья содержит в своём составе ПТЭ в количествах, превышающих их безопасный уровень, и



объёмы его добычи с годами возрастают. Наиболее миграционно подвижные и летучие из них Hg, Cd, As. В числе прочно химически связанных в комплексных металлоорганических соединениях в УВ – V, Ni, Co, Cr, Cu, Zn и другие биологически инертные в природной нефти и битумах, но токсично опасные в микродисперсном состоянии после техногенного, особенно высокотемпературного ( $> 450^{\circ}\text{C}$ ), воздействия на сырьё. Актиноиды, вне зависимости от прочности связи с молекулярными структурами УВ, входят в класс активно опасных в любом состоянии. Тепловое воздействие на пласт, увеличение давления, закачка химических реагентов при гидроразрыве пласта при большом количестве перфораций на протяжении длинного горизонтального участка приводят к высвобождению элементоорганических соединений, возможно летучих металлов и их выбросу в окружающую среду.

### Заключение

Учитывая результаты проведенных исследований, стоит довольно высоко оценивать экологические риски, возникающие при разработке сланцевых формаций. Для учета экологической ситуации участков, вводимых в разработку и принятия решений о комплексной технологии переработки сланцев с извлечением газа, нефти и металлов, необходимо проведение дополнительных исследований по мониторингу МЭ состава сланцевых формаций для поддержания охраны окружающей среды.

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

### Литература

1. Вернадский В.И. Очерки геохимии. Избр. сочинения. Т. 1. М.: Изд-во АН СССР, 1954. 391 с.
2. Punanova S.A., Shpirt M.Ya. Ecological Consequences of the Development of Shale Formations Containing Toxic Elements // Solid Fuel Chemistry. 2018. V. 52. No 6. P. 396-405.
3. Punanova S.A., Nukenov D. The Question of Environmental Consequences at Horizontal Drilling of Shale Formations in Connection with their Enrichment with Microelements // Georesursy = Georesources. 2017. V. 19. No 3. P. 239-248.
4. Punanova S.A., Rodkin M.V. Comparison of the contribution of differently depth geological processes in the formation of a trace elements characteristic of caustobiolites. Georesursy = Georesources. 2019. V. 21. No 3. P. 14-24.
5. Ter Heege J. How Sweet is European Shale? A Story about the Uncertain Potential, Problematic Recovery and Public Concerns of Shale. Gas Development in Europe. Search and Discovery. 2019. Article #70381.
6. Voronin D.O., Panova E.G. Chemical weathering of lower Paleozoic black shales of South Sweden // Journal of Mining Institute. 2018. Vol. 230. P. 116-122.
7. Punanova S.A. The Ecological Protection of the Environment in the Production of Hydrocarbon Shales. Geopetrol-2018. Oil and Gas Institute Krakow. 2018. Poland. P. 1111-1117.
8. Parviainen A., Loukola-Ruskeeniemi K. Environmental impact of mineralized black shales // Earth-Science Reviews. 2019. 192. P. 65-90.
9. Лиштван И.И., Фалшшин П.Л. и др. Состав и свойства горючих сланцев Туровского месторождения Беларуси // Химия твердого топлива. 2009. № 2. С. 3-6.



## **КОМПЛЕКС МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОПТИМИЗАЦИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ.А.ТИТОВА**

*Ратанова А.Е. (УГНТУ, RatanovaAE@bnipi.rosneft.ru)*

*Чибисов А.В. (УГНТУ), Мочалкин Д.С. (ООО «РН-БашНИПИнефть»  
MOCHALKINDS@bnipi.rosneft.ru)*

**Аннотация:** В данном докладе рассмотрены методы создания условий для оптимального и рационального вовлечения в разработку запасов месторождения им.А.Титова и достижения планируемых показателей. Приведена полная характеристика месторождения и разобран текущий вариант разработки.

**Ключевые слова:** глинисто-карбонатный коллектор, вторичные процессы, наклонно-направленная скважина, горизонтальная скважина, сетка скважин, заводнение.

В настоящее время многие нефтяные компании проявляют интерес к запасам нефти приуроченных к карбонатным и глинисто-карбонатным коллекторам трещинного типа, в силу того, что, запасы нефти в терригенных коллекторах истощаются. Однако процесс извлечения нефти и газа из таких пластов осложнен рядом проблем, касающихся геологического строения месторождения и технологической стороны добычи.

В России наблюдается рост промышленного освоения новых месторождений и залежей, приуроченных к карбонатным коллекторам [1]. Одним из примеров является месторождение им.А.Титова, расположенное на территории Ненецкого автономного округа. Промышленно нефтеносными пачками на месторождении являются карбонатные отложения овинпармского нижнего горизонта, представляющий собой известняки и доломиты..

Коллектора месторождения им. А. Титова обладают невысокой пористостью и проницаемостью матрицы (по Нельсону относятся ко II типу)[2]. Вторичные процессы оказали значимое влияние на фильтрационно-емкостные свойства пород: доломитизация, трещинообразование и выщелачивание положительно отразились на структуре и на характеристиках коллектора, цементация и вторичная глинизация отрицательно повлияли на преобразование пустотного пространства.

Проектной документацией предусматривалось размещение скважин по треугольной сетке с расстоянием между скважинами 900,1400м, с длиной ГС 350м, организация ППД по семиточечной схеме с бурением ННС в качестве нагнетательных. На данном этапе месторождение им.А.Титова находится на первой стадии разработки. Поскольку система заводнения только формируется, отмечается низкий уровень накопленной компенсации и применение наклонно-направленных нагнетательных скважин не позволяет достичь проектных уровней закачки. Проблема снижения приемистости скважин может быть вызвана несколькими причинами: влияние снижающегося пластового давления на относительную фазовую проницаемость, наличие фазовых переходов на границе неясной природы. Данные осложнения предполагают формирование комплекса мероприятий по оптимизации разработки.

Направление горизонтальных стволов позволяет достичь высокий охват пласта заводнением и выработкой за счет наличия протяженной зоны дренирования, поэтому изменение типа заканчивания нагнетательной скважины с ННС на ГС обеспечит поддержание компенсации отборов закачкой на уровне 100%, и стабилизацию пластового давления. С экономической точки зрения целесообразно провести трансформацию проектной сетки скважин. Квадратная сетка скважин, длиной ГС 500м, разбуренных на расстоянии 900м, с последующим заводнением по однорядной схеме





обеспечат большой коэффициент охвата и минимизирует количество скважин (рисунок 1).

Проведённые FMI исследования показали, что для снижения рисков аварийности горизонтальных скважин рекомендуется бурение горизонтальных стволов по азимуту минимального горизонтального напряжения  $230-250^\circ$  ЮЗ –  $40-50^\circ$  СВ. Согласно анализу зависимости коэффициента продуктивности скважин от азимута бурения, на фактическом работающем фонде месторождения, данный диапазон является наиболее оптимальным.

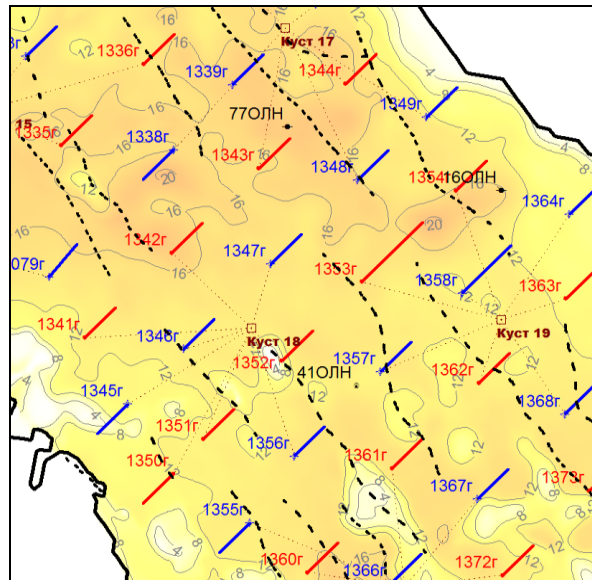


Рис.1 Фрагмент карты проектного размещения скважин на ННТ после трансформации сетки

Таким образом, для дальнейшей результативной разработки рекомендуется проведение FMI исследований с целью уточнения направления трещиноватости пласта, лабораторных исследований по керну, промыслово-геофизических и гидродинамических исследований. Предложенный комплекс мероприятий повысит эффективность выработки запасов и обеспечит целесообразность капитальных вложений.

### Литература

1. С.О. Денк. Емкостные свойства карбонатных трещиноватых коллекторов нефти и газа Пермского Приуралья, 1998
2. Nelson R.A. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. – Houston, Texas, Gulf Publishing. Houston, Texas: Guls Publishing, 2001. 320 pp.
3. Основы геологии карбонатных пород. - Томск: Центр переподготовки специалистов нефтегазового дела ТПУ - 170с.



**ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ РАЗРЕЗА СКВАЖИН  
КЕРЖЕНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ЦЕЛЬЮ  
ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПОРОД-  
КОЛЛЕКТОРОВ.**

*Шелена П.А.\*(Российский Государственный Геологоразведочный  
Университет имени Серго Орджоникидзе, Pash1997@mail.ru)*

**Аннотация:** В статье представлены данные о Керженском нефтяном месторождении Тазовского района. Описывается нефтеносность разреза, применяемый комплекс ГИС, а также предлагается метод для увеличения эффективности решения геологических и геофизических задач.

**Ключевые слова:** Геофизические исследования скважин, свита, коллектор, пласт, месторождение, скважина.

Керженское месторождение расположено в Тазовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа, в 340 км к северу от г. Новый Уренгой. Месторождение открыто в 1980-х годах и является самым северным из разрабатываемых нефтяных месторождений России, находящихся на суше.

Промышленная нефтеносность разреза Керженских месторождений связана с отложениями неокома и верхней юры, установлена в 31 пласте. По степени близости гранулометрического состава, минералогического состава скелета и глин все пласты были объединены в шесть групп ГИС: ПК<sub>1-3</sub>, ПК<sub>6-18</sub>, ПК<sub>19-22</sub>, МХ<sub>1-6</sub>, МХ<sub>7-9</sub>, БУ<sub>6-22</sub>, как и в предыдущих работах по подсчету запасов. Далее описания и распределения петрофизических свойств делаются по этим группам.

Продуктивная толща Керженского месторождения представляет собой неравномерное переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов с преобладанием песчано-алевритовых разностей. Коллекторы имеют межзерновой тип порового пространства.

Ниже приводится характеристика коллекторов продуктивных пластов.

**Пласт ПК<sub>1</sub>.**

Продуктивный пласт ПК<sub>1-3</sub> залегает в кровельной части сеноманского яруса покурской свиты, представлен песчаниками мелкозернистыми алевритовыми. Вверх по разрезу зернистость уменьшается, глинистость увеличивается, преобладают песчаные алевролиты с прослоями глинистых алевролитов. Средняя и верхняя части пласта характеризуются сложным переслаиванием глинистых и песчаных алевролитов, песчаников мелкозернистых алевритовых, преимущественно, слабо сцементированных, и тонких прослоев угля. В песчаных и алевролитовых прослоях отмечаются включения угловатых, реже окатанных, обломков аргиллита.

**Пласты ПК<sub>6-18</sub>.**

Пласты представлены песчаниками светло-серыми, средне- и мелкозернистыми с прослойками слюдисто-углисто-глинистого материала и алевролитами серыми, глинистыми с линзочками угля.

**Пласты ПК<sub>19-22</sub>.**

Пласты представлены песчаниками светло-серыми, тонкозернистыми с прослойками слюдисто-углисто-глинистого материала и алевролитами светло-серыми, крупнозернистыми. Текстура породы косая, пологонаклонная. Аргиллиты темно-серые



с включением углефицированных растительных остатков с частыми тонкими пологонаклонными слойками и линзами алевролита светло-серого крупнозернистого.

#### **Пласты МХ<sub>1-6</sub>**

Пласты представлены песчаниками мелкозернистыми алевроитовыми, реже средне-мелкозернистыми алевроитистыми с глинистым, прослоями с карбонатно-глинистым цементом. Текстура песчаников массивная, крупная косая, пологонаклонная параллельная, за счет тонких глинисто-углистых слойков. Среди песчаных разностей, встречаются прослой, со сложным пересиливанием разнозернистых алевролитов песчанистых и глинистых, углей и аргиллитов алевроитистых.

#### **Пласты МХ<sub>7-9</sub>**

Коллектор пласта представлен песчаниками разнозернистыми с глинистым, участками карбонатно-глинистым цементом. Текстура песчаников крупная косая, пологонаклонная параллельная, реже мелкая косая, обусловлена наличием тонких углисто-глинистых слойков. Встречаются прослой песчаника с массивной текстурой. Выделяются прослой алевролитов со слойками и тонкими прослоями песчано-алевроитового материала.

#### **Пласты БУ<sub>6-22</sub>**

Пласт представлен песчаниками мелкозернистыми от алевроитистых до алевроитовых, реже песчаниками средне- и мелкозернистыми алевроитистыми и алевролитами мелко- и крупнозернистыми песчаными. Текстура алевроитово-песчаных пород от пологонаклонной параллельной до крупной косой за счет тонких углисто-глинистых слойков. Среди продуктивных алевроитово-песчаных пород отмечаются прослой алевролитов мелкозернистых глинистых с тонкими песчано-алевроитовыми прослоями, образующие линзовидно-волнистую слоистость.

Комплекс ГИС.

В комплекс ГИС разведочных скважин входили следующие методы (Рисунок 1):

- стандартный каротаж (ПС+КС+ПЗ),
- боковое каротажное зондирование (БКЗ)
- боковой каротаж (БК),
- индукционный каротаж (ИК),
- микробоковой каротаж (МБК),
- микрозондирование (МКЗ),
- радиоактивный каротаж (ГК, НК),
- плотностной гамма-гамма-каротаж (ГГК-П),
- акустический каротаж (АК),
- кавернометрия (КВ),
- резистивиметрия (РС).

В целом, имеющийся комплекс ГИС вполне достаточен для решения качественных задач – литологического расчленения, выделения коллекторов и оценки характера их насыщения, определения подсчетных параметров.

Для увеличения эффективности комплекса можно добавить метод высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования (ВИКИЗ).

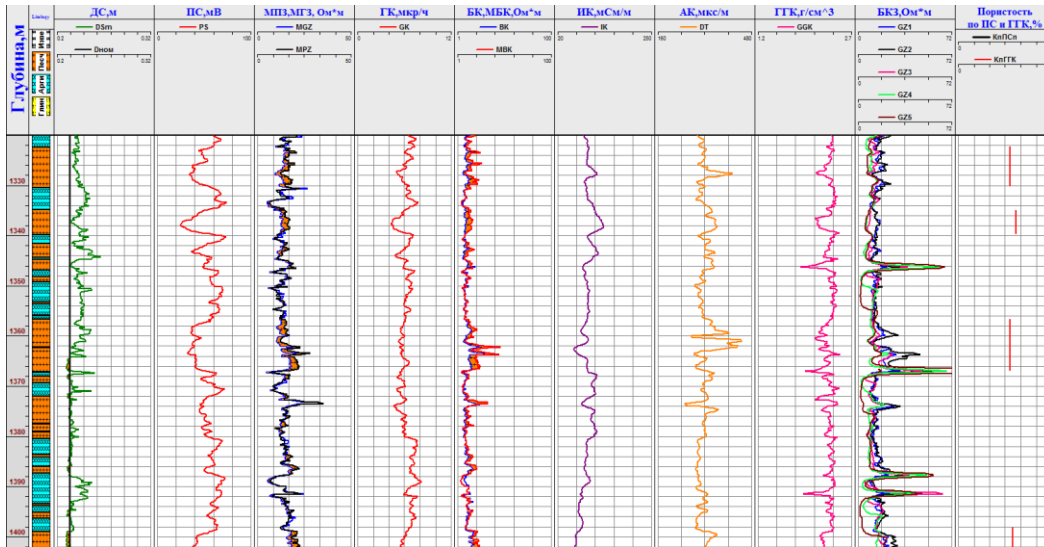


Рисунок.1. Планшет интерпретации данных ГИС Керженского месторождения скважины №1

## Литература

1. Долгаль А.С. Комплексирование геофизических методов: учебное пособие /А.С. Долгаль; Перм. гос. нац. исслед. ун-т. – Пермь, 2012. – 167 с.
2. Мараев И.А. Комплексная интерпретация результатов геофизических исследований скважин. Учебное пособие. - М.; , 2013. – 95 с.



## ПОСТРОЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА ЗАЛОЖЕНИЯ РАЗВЕДОЧНОЙ СКВАЖИНЫ ДЛЯ ПЛАСТА ВК1 МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ. А.ФИЛИПЕНКО С ПОМОЩЬЮ ПРОГРАММЫ RETREL

*Якуба П.С. (МГРИ, p.yakuba@yandex.ru),  
Вайнерман Б.П. (МГРИ, bwinerman@yandex.ru)*

### Аннотация

Построена геологическая модель нефтяного пласта ВК1 месторождения им. А.Филипенко. Выявлены особенности геологического строения нефтяной залежи. Предложено место заложения новой разведочной скважины. Показан вариант возможного разреза проектной разведочной скважины.

### Ключевые слова

Скважина, поверхность, моделирование, водонефтяной контакт.

В административном отношении нефтяное месторождение им. А.Филипенко расположено в пределах Октябрьского административного района Ханты-Мансийского автономного округа-Югры Тюменской области, восточнее г. Нягань.

Пласт ВК1 приурочен к альб-сеноманскому нефтегазоносному комплексу (НГК). Породы представлены неравномерным тонким до грубого переслаиванием песчано-алевритовых и глинистых прослоев.

На месторождении им. А.Филипенко в пласте ВК1 при испытании поисковых скважин были получены притоки нефти с пластовой водой. Водонефтяной контакт (ВНК) принят по данным ГИС с учетом результатов испытаний скважин на абсолютной отметке -1470, 0 м.

Созданная схема корреляции разрезов скважин (рис. 1) позволила построить карты по кровле пласта ВК1 (рис. 2), а также по кровле и подошве коллекторов (рис. 3). На рис. 1 зелеными прямоугольниками обозначены коллекторы, а красными – неколлекторы (по данным ГИС).

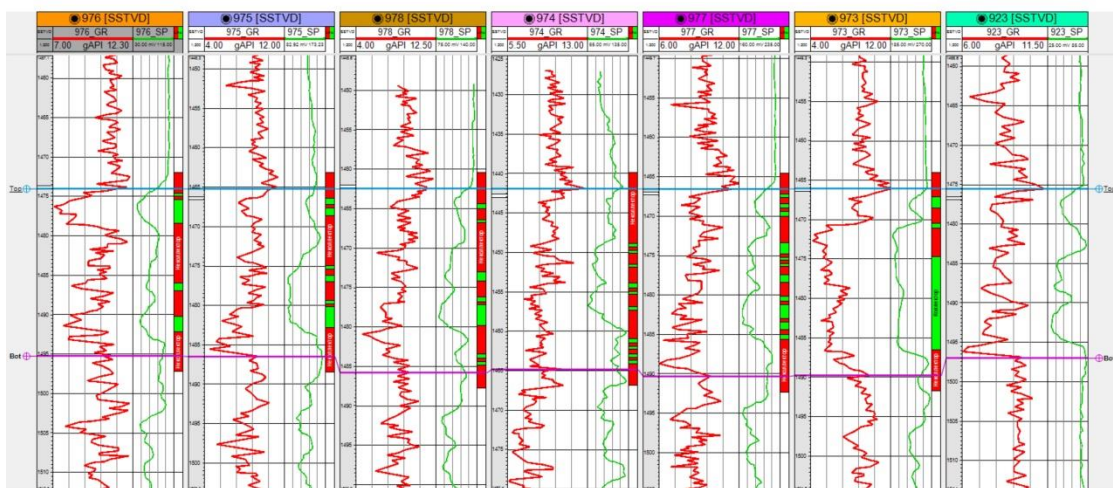


Рисунок 1. Схема корреляции разрезов скважин

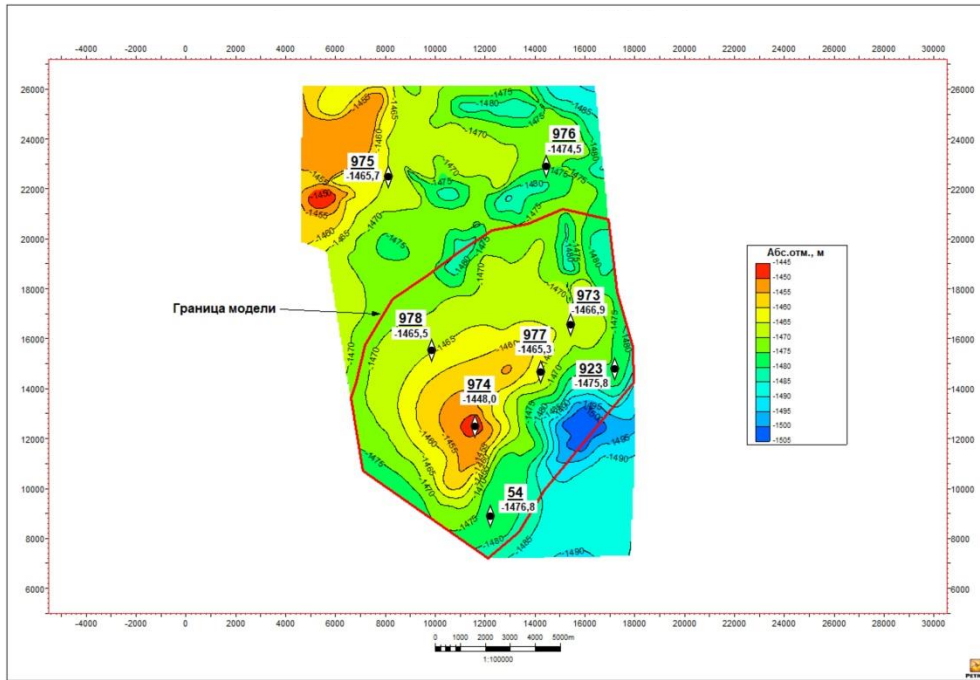


Рисунок 2. Структурная карта по кровле пласта BK1

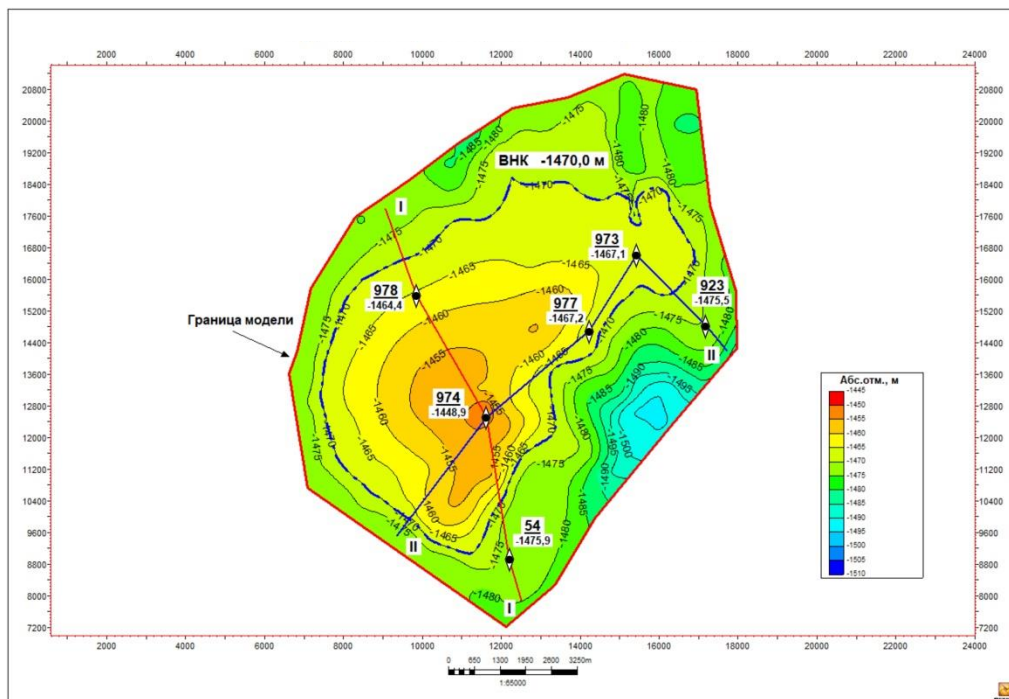


Рисунок 3. Структурная карта по кровле коллекторов пласта BK1

В программе Petrel построена трехмерная геологическая модель для пласта BK1, что позволило уточнить геологическое строение данного пласта.

Геологический профиль, построенный по линии II-II, (рис. 4) отражает распределение пористости. Голубым цветом показаны водоносные коллекторы, синим – неколлекторы.

На рис. 5 показан трехмерный куб пористости с нанесением ВНК.

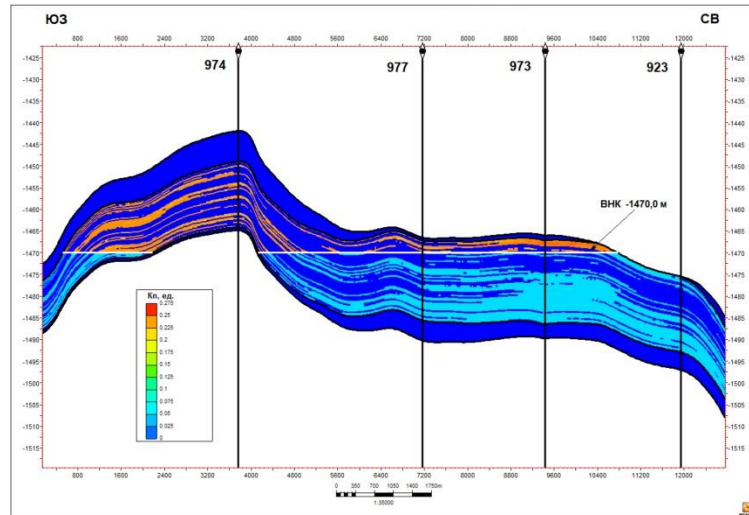


Рисунок 4. Геологический профиль по линии II-II

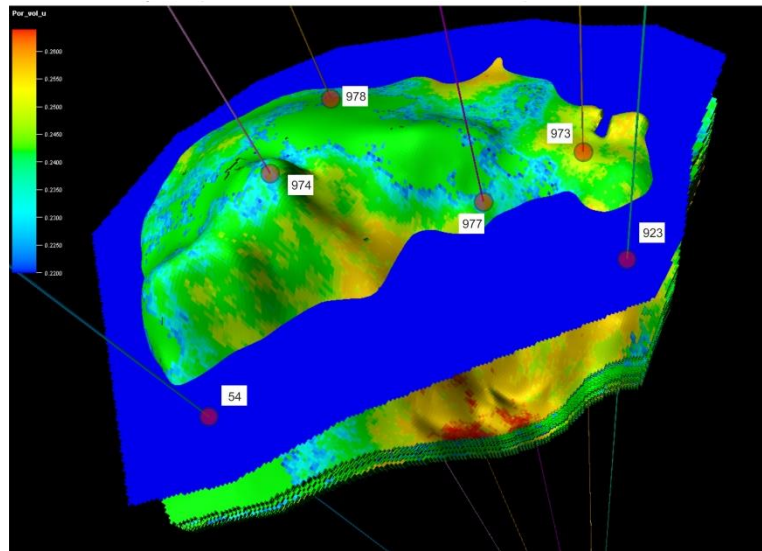


Рисунок 5. Куб пористости с ВНК

На основании построенной карты эффективных нефтенасыщенных толщин (рис. 6) выбрано место заложения новой разведочной скважины (скв. 1).

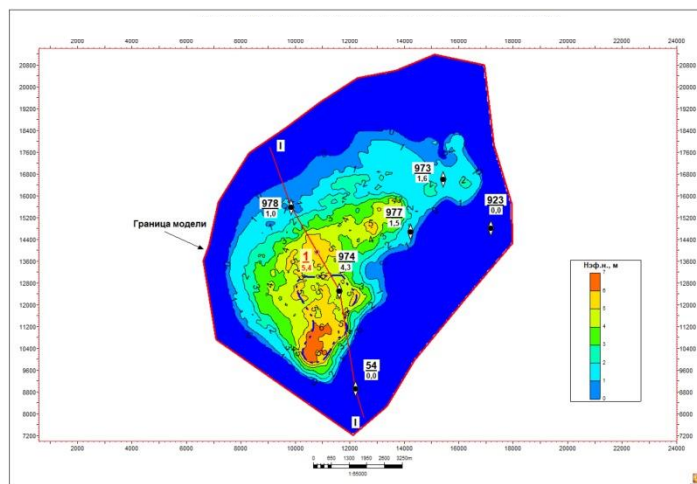


Рисунок 6. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин



На рис. 7 показан геологический профиль с проектной скважиной (скв. 1). Рисунок 8 демонстрирует возможный разрез скв. 1 для пласта ВК1.

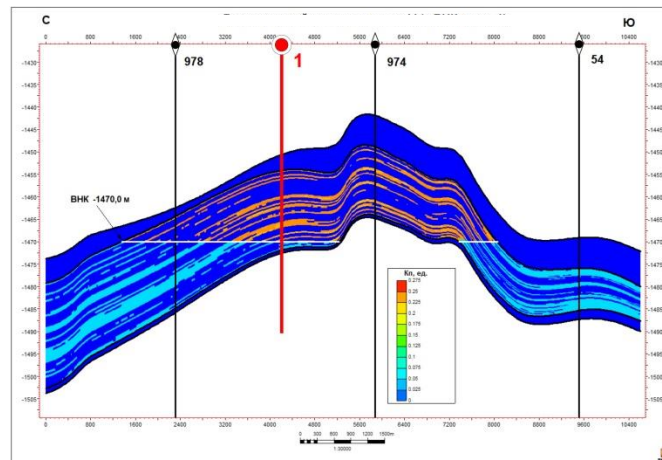


Рисунок 7. Геологический профиль по линии I-I

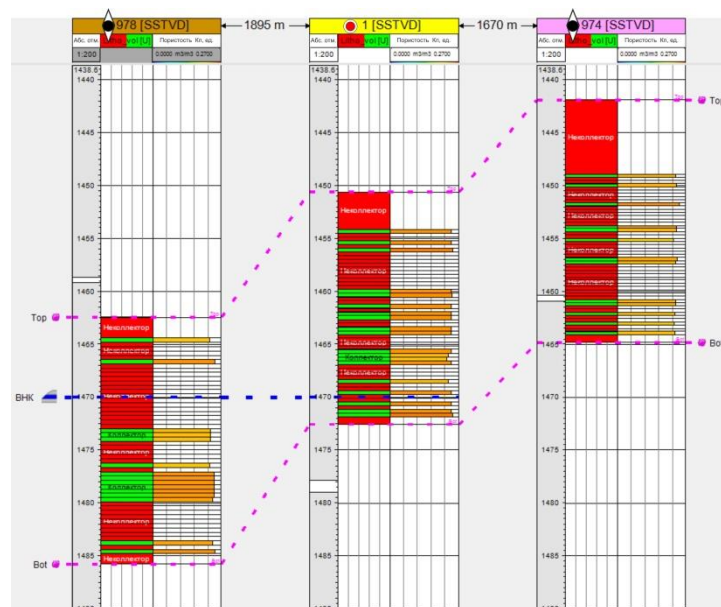


Рисунок 8. Возможный разрез проектной разведочной скв. 1

Проведенное моделирование позволило уточнить геологическое строение залежи нефти, а также наметить место заложения новой разведочной скважины (скв. 1)

## 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.
3. Беккина С.М. Комбинированный проект разведки месторождения им. А.В.Филипенко. Сургут, 2016.





## **ОСОБЕННОСТИ СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ АНАБАРО-ХАТАНГСКОЙ СЕДЛОВИНЫ**

*Сулов А.А. \* (ИПНГ РАН, suslov@ipng.ru)  
Сидорчук Е.А. (ИПНГ РАН, elena\_sidorchuk@mail.ru),  
Добрынина С.А. (ИПНГ РАН, dobrinini2002@mail.ru).*

### **Аннотация**

В работе прослежена эволюция представлений о геологическом сложном структурно-тектоническом строении палеозойских отложений Анабарско-Хатангской седловины (АХС). Структурно-тектоническая основа является основой для последующего прогноза нефтегазоносности. От неясной тектонической позиции на ранних этапах изучения к созданию современной модели геологического строения с элементами геодинамики изменились представления об АХС. Существуют благоприятные структурно-тектонические условия для образования УВ залежей, как в структурных, так и неструктурных ловушках, зависящие от положения на седловине.

### **Ключевые слова**

Анабарско-хатангская седловина, палеозой, структурно-тектоническое строение, отражающий горизонт, перспективы нефтегазоносности, типы ловушек.

В последнее время Арктическая часть России, в том числе северное обрамление Сибирской платформы, привлекает повышенное внимание с точки зрения перспектив нефтегазоносности. По оценкам экспертов в Арктической зоне России сосредоточены значительные извлекаемые запасы углеводородов: по нефти и газовому конденсату - почти четверть общероссийских запасов, по газу - более 70 процентов.

Северное обрамление Сибирской платформы включает в себя Енисей-Хатангский, Лено-Анабарский мегапрогибы и выделяемую между ними Анабаро-Хатангскую седловину вследствие отличия по мощности и стратиграфически более наполненного разреза осадочного чехла. Основную часть разреза осадочного чехла АХС составляют палеозойские отложения. Юрско-меловые отложения имеют значительно меньшую мощность, чем в соседнем Енисей-Хатангском прогибе.

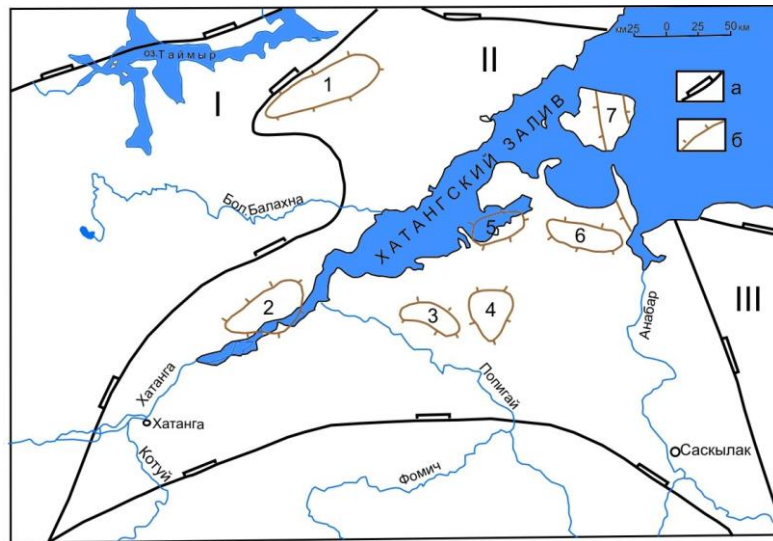
Максимальные нефтепроявления связаны с верхнепалеозойскими отложениями. Наибольший интерес вызывают палеозойские отложения, относительно неглубоко залегающие в пределах АХС и доступные для изучения по материалам глубокого бурения.

Базой нефтегазогеологического районирования традиционно является анализ структурно-тектонических признаков. В этой связи систематизация и установление эволюции представлений о структурно-тектоническом строении палеозойских отложений этого района является актуальным.

История региональных геологических исследований рассматриваемой территории начата более 100 лет назад - картографическими работами участников Великой Северной экспедиции 1733–1743 гг. В 20 веке пробурен ряд поисковых скважин, проведены основные геологоразведочные работы, в ходе которых были открыты четыре небольших месторождения: Южно-Тигянское, Кожевниковское, Ильинское и Нордвикское. В последние годы проведен ряд региональных геофизических работ, а также пробурены скважины: Анабаро-Хатангская 1,2,3; поисковая «Центрально-Ольгинская-1» на Хатангском лицензионном участке (ПАО «Роснефть») и поисково-оценочная «1-П» на Журавлиной площади (ПАО «Лукойл»).



Как самостоятельный геоструктурный элемент АХС была выделена по палеозойским отложениям Д.С. Сороковым в 1972 г. Малый объем региональных работ на ранних этапах изучения АХС привел к неясности тектонической позиции. Западная граница проведена условно по слабо выраженной флекуре, восточная определялась более четко вдоль Пахсино-Бегичевского вала в субмеридиональном направлении. На основе массового регионального геофизического материала под руководством К.И. Микуленко (СНИИГГиМС) была сформирована геоструктурная модель АХС с выделением положительных и отрицательных структур II и III порядка. Подчеркнуто, что формирование осадочного чехла происходило в тесной связи и под влиянием окружающих территорий. В пределах седловины по подошве верхнегерцинского комплекса (кровля С1 - VII ОГ) были выделены положительные структуры II порядка (рис. 1).



Условные обозначения: Границы геоструктур: а – надпорядковых и I порядка (I – Енисей-Хатангский региональный прогиб; II – Анабаро-Хатангская седловина; III – Лено-Анабарский мегапрогиб); б – положительных II порядка (1 – Киряно-Тасский с.н., 2 – Новорыбинский с.н., 3 – Хорудолахское к.п., 4 – Суолемский с.н., 5 – Кожевниковское к.п., 6 – Тигяно-Анабарский вал, 7 – Пахсино-Бегичевский вал.

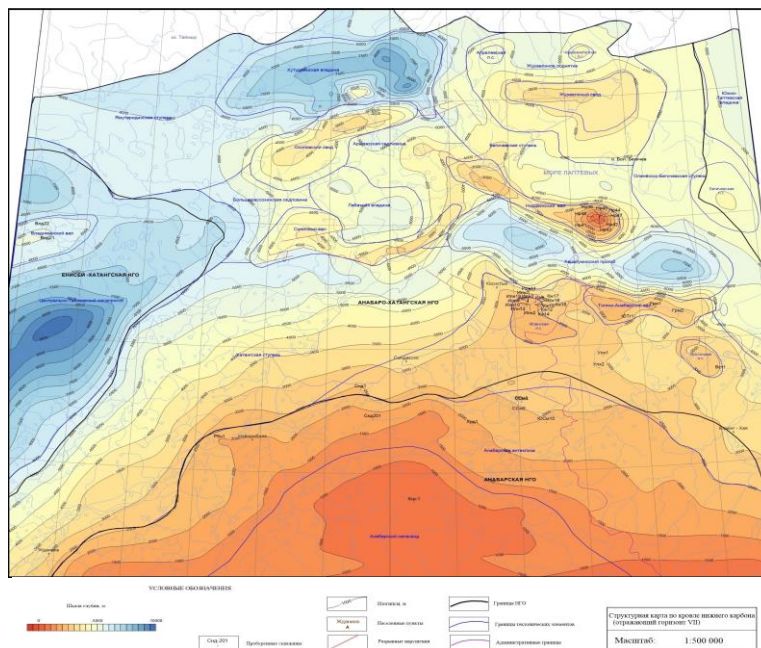
**Рисунок 1.** Схема расположения поднятий II порядка АХС по подошве верхнегерцинского комплекса (кровля С1 - VII ОГ) (по К.И. Микуленко, 1985 г.)

Отмечено, что в целом существовали благоприятные структурно-тектонические условия для образования углеводородных (УВ) залежей [1]. Основной этап складкообразования, оказавший влияние на современный структурно-тектонический план АХС, имел место в конце меловой эпохи, на что указывали И.С. Грамберг (1967г.), М.К.Калинко (1958г.) и др. Определено, что для данного региона основные морфологические признаки ловушек: структурные и неструктурные (литологически и тектонически экранированные) зависят от местоположения на седловине.

Необходимость новых открытий месторождений УВ в начале этого столетия потребовало создание современной модели геологического строения Анабаро-Хатангской седловины и прилегающих районов. По современным представлениям [2] район АХС является узлом, где стыкуются три крупные Хатангско-Вилуйская, Лено-Тунгусская и Лаптевоморская нефтегазоносные провинции (НГП), характер взаимодействия между которыми и перспективы нефтегазоносности во многом остаются невыясненными. Группой геологических организаций переинтерпретированы архивные гравитационные, магнитные, сейсмические материалы и дешифрирование космических снимков новыми программными комплексами, что привело к новому качественному уровню структурно-тектонического строения АХС [2]. В интервале



палеозойских отложений на временных разрезах были выделены наиболее динамически выраженные и протяжённые отражения, названные в соответствии с используемой в работах 70-90-х годов прошлого столетия стратификацией: V, VIb, VIc, VII, VIII, по которым построены структурные карты (рис.2). Анализ имеющихся в распоряжении временных разрезов позволил сделать вывод о том, что между горизонтами VIb и VII выделяется очень яркое, наиболее динамически выраженное в этой толще отражение, которое ранее не рассматривалось. Установлено, что именно по этому горизонту, названному здесь VIc (центральная часть тустахской свиты) наиболее отчетливо выделяется АХС. Горизонт VIII отнесен к кровле кембрия, а не его подошве, как считалось ранее. Составлена тектоно-физическая схема, на которой отражено блоковое строение фундамента. Уточнены границы АХС: южное ограничение проведено по границе с Анабарской антеклизой, западная и восточная установлены по погружениям верхнепалеозойских отложений в сторону Центрально-Таймырского и Южно-Лаптевского прогибов, северная граница принята по линии выклинивания юрских и меловых отложений.



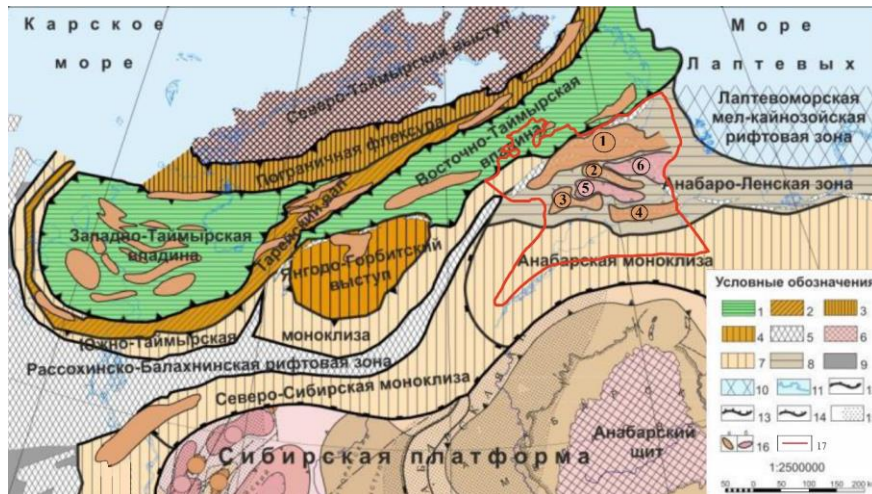
**Рисунок 2.** Структурная карта по кровле нижнего карбона C1 (ОГ VII АХС) МОВ, ОГ, ПП (по А.И. Ларичеву, В.И. Чеканову и др., 2011 г.)

Также подтверждено, что существуют благоприятные предпосылки нефтеобразования и нефтегазонакопления особенно в перми, частично триасе и юре, и в других частях разреза осадочного чехла в сочетании с разнообразием различных типов ловушек, выделяемых в современной структуре региона [Грабская, Агафонов, 1984 г.].

В рамках ресурсной оценки северного обрамления Сибирской платформы предложена структурно-тектоническая модель АХС, как самостоятельный структурный элемент Лено-Анабарского прогиба по палеозойским отложениям [3]. Выбраны наиболее информативные структурные поверхности и построены новые и структурно-тектонические карты по палеозойскому и мезозойско-кайнозойскому осадочным комплексам. Структурно-тектоническая карта палеозойского комплекса севера Сибирской платформы отражает тектонику нижнего переходного палеозойско-нижнетриасового этажа (рис.3). Тектоническая карта с элементами геодинамики отражает общую тектоническую позицию севера Сибирской платформы, прилегающих территорий и акватории Арктической зоны. В целом строение Лено-Анабарской зоны



характеризуется как сложное, отмечаются крупные взбросовые разломы с амплитудой до 2 км, активно проявляется солянокупольная тектоника. Здесь отсутствует разрыв дотриасовых палеозойских формаций. Окраина Сибирской платформы осталась относительно сплошной за исключением северо-востока. С этой стороны платформа подверглась мел-кайнозойскому рифтингу с центром по хребту Гаккеля. В пределах Лено-Анабарской зоны выделены зоны поднятий, валы, впадина, котловина (рис.3).



Условные обозначения: 17- границы Анабаро-Хатангской седловины (АХС).

Структурно-тектонические палеозойские элементы в пределах границы Анабаро-Хатангской седловины: 1-Киряко-Тасская зона поднятий, 2-Нордвикский вал, 3- Белогоро-Тигянская зона поднятий, 4- Тигяно-Анабарский вал, 5- Харатумусская впадина, 6- Бегичевская котловина.

**Рисунок 3.** Фрагмент структурно-тектонической карты по палеозойскому комплексу северного обрамления Сибирской платформы и прилегающих территорий (по А.П. Афанасенкову, Ю.Е. Погребницкому, В.С. Старосельцеву, В.А. Балдину и др.)

Отмечено, что тектоника региона АХС неоднозначная и мозаичная, так как на нее оказали влияние и триасовый Рассохинско-Балахнинский рифт и кайнозойский рифтинг хребта Гаккеля. Западная граница проведена по резкому (с 20 до 10 км) поднятию кровли фундамента – здесь заканчивается Рассохинско-Балахнинский рифт и начинается зона рассеянного спрединга.

Работа написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Развитие научно-методических основ поисков крупных скоплений УВ в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов», №АААА-А19-119022890063-9).

### Литература

1. Степаненко Г. Ф. Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности верхнепалеозойских и мезозойских отложений Анабаро-Хатангской седловины. Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1985, 184 с.
2. Ларичев А.И. Разработка современной модели геологического строения и оценка перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений Анабаро-Хатангской седловины и прилегающих территорий / Ларичев А.И., Чеканов В.И. – ВСЕГЕИ, 2011.
3. Афанасенков А. П. Геология и перспективы нефтегазоносности севера Сибирской платформы. Диссертации на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. Москва: МГУ им. М.В. Ломоносова, 2019, 375 с.



## ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ СЕЙСМИЧЕСКИХ И КАРОТАЖНЫХ ДАННЫХ НА ДОНЕЦКО-СЫРТОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

*Усова В.М.\* (Российский университет дружбы народов, usova-vm@rudn.ru),  
Денисов С.Б. (ВНИИнефть, SDenisov@gmail.ru),*

*Долгинов Е.А. (Российский университет дружбы народов, dolginov-ea@rudn.ru)*

### **Аннотация**

В докладе представлены результаты палеотектонического анализа колганской толщи в пределах Донецко-Сыртовского месторождения. Благодаря графоаналитическим методам у нас появилась возможность вычленить наиболее значимые компоненты палеотектонического режима. В соответствии с приведенными данными было установлено, что характер седиментации в пределах Донецкого и Сыртовского поднятий различен. Рассмотрена методика оценки достоверности сейсмических построений путем сопоставления массивов сейсмических цифровых глубинных поверхностей с значениями пластопересечений по данным ГИС на графиках статистического метода анализа толщин и корреляционного метода изучения истории формирования структур.

**Ключевые слова:** колганская толща, графоаналитические методы, постседиментационные тектонические процессы, статистический метод анализа толщин, коэффициент корреляции, корреляционный метод, характер седиментации, амплитуда структуры, угол наклона плоскости седиментации.

В экономическом развитии Оренбургской области России ведущее место в области занимает добыча и переработка нефти и природного газа. Одним из важнейших объектов для поисков промышленных залежей нефти является колганская толща верхнедевонских отложений. Данная толща вскрыта на Донецко-Сыртовском, Вахитовском, Дачно-Репинском, Филатовском, Кариновском, Восточно-Ольшанском, Царичанском месторождениях.

Хотя нефтеносность колганской толщи была выявлена более 50 лет назад и с тех пор являлась предметом детальных исследований, до сих пор нет единого мнения относительно генезиса образующих ее отложений [1, 2, 3, 4, 5]

Для изучения условий формирования отложений толщи на Донецко-Сыртовском месторождении нами были использованы графоаналитические методы («количественные»), которые позволили выявить наиболее важные условия палеотектонического режима [7, 8, 9].

Для анализа колганской толщи был использован статистический метод, при котором были построены графики зависимости абсолютных глубин базисной поверхности (ось X, нижняя стратиграфическая поверхность) от толщины изучаемого стратиграфического интервала (ось Y).

Для палеотектонического анализа графоаналитическими методами были подготовлены массивы числовых данных из блоков корреляции скважин (массивы абсолютных отметок глубин залегания пластопересечений) и числовой массив относительных глубин регулярных сейсмических границ – кровли кыновских отложений Дкн (D3FR1RN) и кровли отложений колганской толщи Дк (D3FR3\_KOLGAN).

На рис. 1, 2 представлены графики статистического метода анализа толщин.

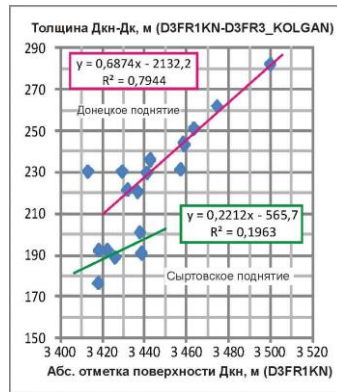


Рисунок 1. График статистического метода анализа толщин по данным пробуренных скважин.

В соответствии с приведенными данными характер седиментации в пределах Донецкого и Сыртовского поднятий различен. Области обоих поднятий испытывали моноклиальное погружение.

На рис. 2 представлен аналогичный график по данным с сейсмического профиля.

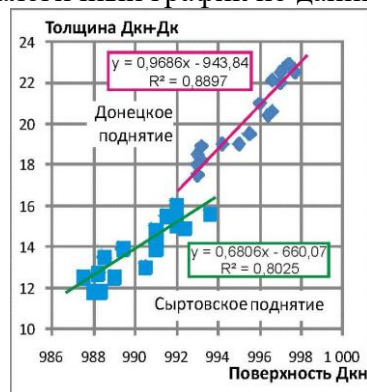


Рисунок 2. График статистического метода анализа толщин по сейсмическим данным.

Графики рис. 1 и рис. 2 идентичны по форме и подтверждают тезис о разном характере осадконакопления в пределах Донецкого и Сыртовского поднятий.

На рис. 3, 4 приведены графики корреляционного метода изучения истории формирования структур. На рисунках видно, что как данные ГИС, так и данные сейсморазведки уверенно отражают различие седиментационных процессов на структурах. Следует отметить, что коэффициенты соответствия структур невелики, что свидетельствует об активном характере седиментации и сложности конседиментационных тектонических процессов.

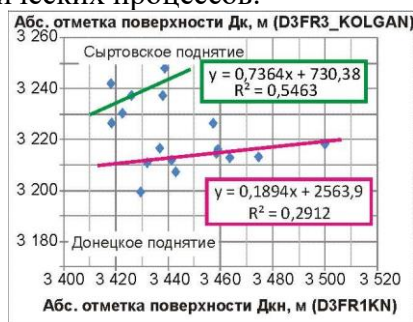


Рисунок 3. Графики корреляционного метода изучения истории формирования структур по данным ГИС.

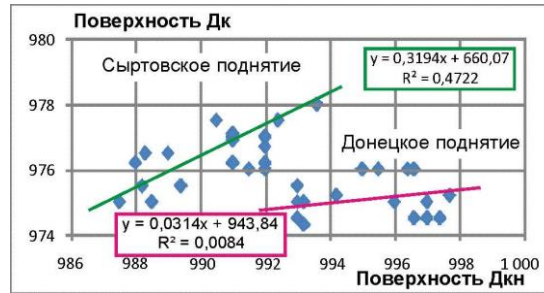


Рисунок 4. Графики корреляционного метода изучения истории формирования структур по данным сейсморазведки.

В работе [6] рассматривается методика оценки достоверности сейсмических построений путем сопоставления массивов сейсмических цифровых глубинных поверхностей с значениями пластопересечений по данным ГИС на графиках статистического метода анализа толщин и корреляционного метода изучения истории формирования структур. Совпадение полей массивов точек подтверждает правильность сейсмической корреляции и правильность построения глубинных кубов. Основные погрешности в глубинных сейсмических кубах возникают, главным образом в областях отсутствия скважин в результате ошибок корреляции. Данный прием сопоставления сейсмических и промыслово-геофизических данных был использован на Донецко-Сыртовском месторождении (рис. 5).

На графиках рис. 5 видно, что массивы данных уверенно распределены в идентичных областях графиков, что подтверждает идентичность структурных параметров по данным ГИС и сейсморазведки и достоверность сейсмических структурных построений в областях отсутствия скважин.

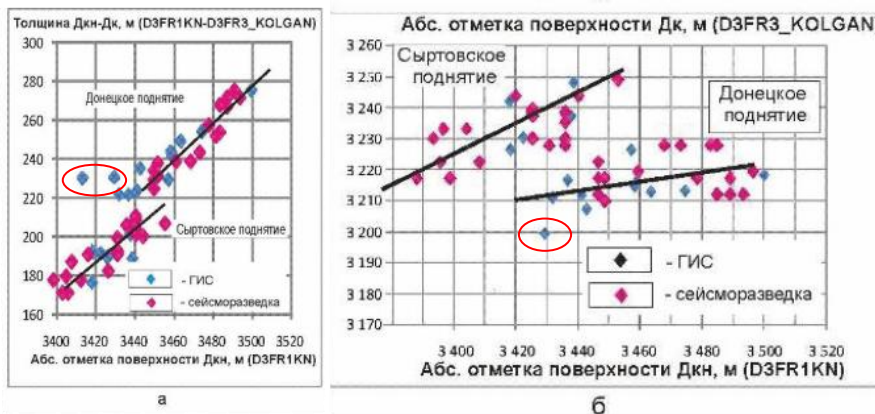


Рисунок 5. Сопоставление массивов данными сейсморазведки и ГИС на графиках статистического метода анализа толщин и корреляционного метода изучения истории формирования структур. Примечание: возможно в выделенных красным точках есть ошибки корреляции ГИС.

### Выводы

В стратиграфическом объеме кровля кыновских глин – кровля колганской толщи формирование разреза происходило при активном участии конседиментационных тектонических процессов и активной седиментации, что оказало определяющее влияние на характер формирования песчаных тел.



### Литература

1. Коротков Б.С., Медведев Н.Ф., Серебрякова Е.С. Колганская толща — особенности распространения и перспективы нефтегазоносности // Проблемы геологии природного газа России и сопредельных стран. — М.: ВНИИГАЗ, 2005.
2. Побережский С.М., Афанасьева М.А., Полякова М.А., Ярошенко А.В. Седиментационные модели формирования колганской толщи Восточно-Оренбургского валообразного поднятия // Южно-российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. — № 3. Астраханский государственный университет, 2010.
3. Ворожбит А.Л. и др. Отчет по теме «Стратиграфия, литология и фации девонских и каменноугольных отложений новых разведочных площадей Оренбургской области за 1970-1972 гг.». Раздел I — девонские отложения. // ВНИГНИ Южно-Уральское отделение г. Оренбург, 1972.
4. Вилесов А.П., Никитин Ю.И., Рихтер О.В., Махмудова Р.Х. Модель седиментации колганской толщи верхнего девона северного обрамления Соль-Илецкого свода // ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень [https://www.researchgate.net/publication/333671597\\_MODEL\\_SEDIMENTACII\\_KOLGAN\\_SKOJ\\_TOLSI\\_VERHNEGO\\_DEVONA\\_SEVERNOGO\\_OBRAMLENIA\\_SOL-ILECKOGO\\_SVODA](https://www.researchgate.net/publication/333671597_MODEL_SEDIMENTACII_KOLGAN_SKOJ_TOLSI_VERHNEGO_DEVONA_SEVERNOGO_OBRAMLENIA_SOL-ILECKOGO_SVODA)
5. Ширяева А.С., Котова В.З., Новикова Л.В. Новые данные о формировании колганской толщи в районе Царичанского месторождения // Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ») Журнал «Нефтяное хозяйство», 2016 <https://ntc.gazprom-neft.ru/research-and-development/papers/9314/>
6. Денисов С.Б., Парникель В.Е., Федчук В.В. Оценка достоверности структурных построений. // НТЖ ЕАГО «Геофизика», №1, 2001.
7. Залоева, Г.М., Денисов С.Б., Билибин С.И. Геолого-геофизическое моделирование залежей нефти и газа // Учебное пособие. – 2-е изд., доп. и переработанное. – М.: МАКС Пресс, 2008. – с. 212
8. Скидан С.А., Моржина Л.М. Новое в тектоническом анализе мощностей. // Геология и геофизика, 1967, №11, с.88-97.
9. Хафизов Ф.З. Повышение эффективности разведки залежей крупных нефтегазоносных комплексов. // Л.: Недра, 1991, с. 264.





## **РЕШЕНИЕ ПРЯМОЙ И ОБРАТНОЙ ЗАДАЧИ СЕЙСМОТОМОГРАФИИ С ЦЕЛЬЮ ИЗУЧЕНИЯ ПАЛЕОДОЛИН НА ТЕРРИТОРИИ САНКТ- ПЕТЕРБУРГА**

*Орлова Е.В. \*(Санкт-Петербургский горный университет,  
elena.orlova.10@mail.ru)*

### **Аннотация**

Данная статья посвящена оценке физико-механических свойств грунтов, подвергшихся глубокой заморозке, методом сейсмоакустической томографии при строительстве метрополитена. Сложные инженерно-геологические условия территории Санкт-Петербурга предполагают применение при подземном строительстве метода искусственной заморозки грунтов. Система палеодолин, сложенных обводненными неустойчивыми песчано-глинистыми отложениями, является осложняющим фактором при строительстве метрополитена.

### **Ключевые слова**

Сейсмическая томография, прямая задача, обратная задача, палеодолина, коэффициент Пуассона, Tesseral 2D, XТomoLM 2.0.

### **Текст доклада**

Палеодолина – это высохшее русло реки. Такие реки образовались, когда закончилось Великое оледенение и вода от таявших ледников потекла к Литориновому морю, сегодня известному как Балтийское. Водотока в палеодолинах нет, но грунт довольно рыхлый. Поэтому в таких местах высок уровень грунтовых вод.

С точки зрения геологического строения палеодолины можно разделить на два типа, в первом случае они заполнены преимущественно глинистыми и супесчаными отложениями, во втором – песчаными и гравийно-песчаными. Наличие палеодолин, заполненных рыхлыми обводненными отложениями является крайне неблагоприятным фактором, особенно при строительстве подземных сооружений, поэтому ранжирование по этому признаку предполагает только два класса – наличие и отсутствие палеодолин.

Территория Санкт-Петербурга располагается в пределах северо-западной части крупной региональной структуры – Русской плиты, которая имеет двухэтажное строение. Нижний этаж (фундамент) сложен кристаллическими породами самого древнего архей-протерозойского возраста (AR-PR) – это граниты, гнейсы, диориты и другие магматические и метаморфические породы. Кристаллический фундамент перекрыт отложениями осадочного чехла, которые составляют верхний этаж плиты. [3]

Верхняя толща состоит из песчано-глинистых грунтов четвертичного возраста Q (390 тыс. лет и моложе), происхождение которых связано с тремя ледниковыми, двумя межледниковыми, позднеледниковым и послеледниковым периодами в геологической истории развития рассматриваемой территории. Это самые молодые и наиболее слабые отложения в разрезе осадочного чехла. Мощность четвертичной толщи зависит от подземного рельефа кровли нижней толщи, которая имеет большой перепад абсолютных отметок за счет размыва пород.

Практически каждые рассматриваемые зоны палеодолин относятся к зоне подтопления; здесь фиксируются высокое положение уровня грунтовых вод и слабая дренированность пород. Грунтовые воды характеризуются пестрым химическим составом, в том числе часто отмечается содержание аммония, органических компонентов, неравномерная окисляемость, что необходимо учитывать при оценке их



агрессивности по отношению к конструкционным материалам канализационных систем и материалу фундаментов неглубокого заложения.

Наличие древней эрозионной сети обуславливает неоднородность инженерно-геологического и гидрогеологического разреза. В пределах палеовреза изменяются мощность, условия залегания пород, их состав, состояние и свойства, формируются природные и природно-техногенные процессы, нарушающие устойчивость территории. Поэтому анализ особенностей распространения и состояния погребенных речных долин имеет большое инженерно-геологическое, гидрогеологическое и геоэкологическое значение.

Условия строительства в зоне палеодолины сложны, а иногда весьма неблагоприятны, так как естественное основание представляет собой толщу слабых в строительном отношении пород, что создает предпосылки значительных и неравномерных осадок. Соответственно, потребуется применение специальных способов инженерной подготовки и защиты территории, которые связаны с искусственным улучшением свойств пород основания, регулированием уровня грунтовых вод и возможным развитием процесса оседания земной поверхности. Проходка подземных сооружений в районе палеодолины возможна только с использованием специальных способов (замораживание, водопонижение и др.). [4]

На основе априорной геологической информации была создана модель палеодолины, представляющая собой речной врез, заполненный осадочными отложениями. Для построенной модели были заданы скорости продольных и поперечных волн, а также плотности.

Для решения прямой задачи выбраны три системы наблюдений: наземная сейсмотомография, межскважинная сейсмотомография, вертикальное сейсмическое профилирование. В результате моделирования получены синтетические сейсмограммы для выбранных систем наблюдения.

Расчеты выполнены в программе Tesserat 2D, предназначенной для полномасштабного моделирования сейсмического поля, разработанной компанией TESSERALTechnologiesInc.

С помощью программы построены две модели: до и после заморозки, которые представлены на рисунке 1. Скорости продольных волн в верхней части и в палеодолине плавно увеличиваются с глубиной от 500 до 1800 м/с. Нижележащие отложения имеют скорость 2500 и 3500 м/с. В модели после заморозки над палеодолиной заданы скорости до 3500/с.

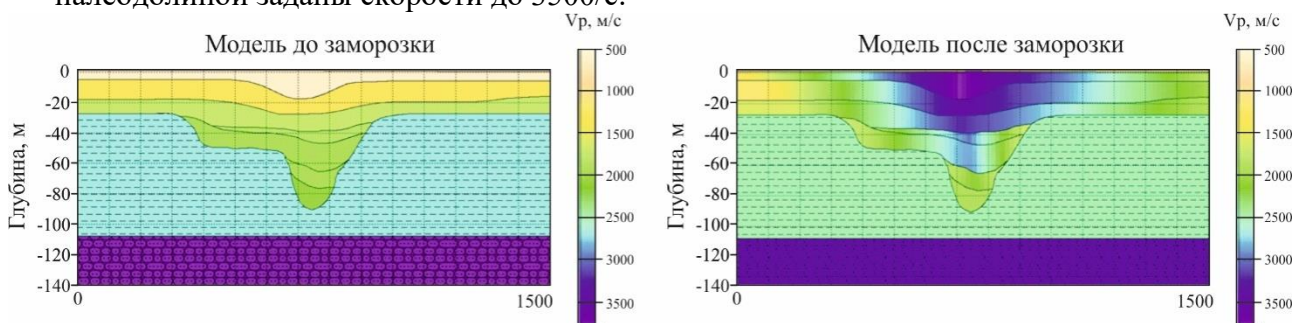


Рисунок 1. Исходная модель палеодолины до и после заморозки.

На основе анализа покрытия исследуемой области сейсмическими лучами наиболее эффективным методом при изучении палеодолин является наземная сейсмотомография, так как лучи равномерно покрывают всю плоскость исследования, в то время как метод ВСП и межскважинная сейсмотомография ограничивают область



исследования согласно принципу Ферма. В связи с чем дальнейшие расчеты производились только по данным наземной сейсмотомографии.

В результате расчетов решения прямой и обратной задачи сейсмотомографии получены скоростные модели для продольных и поперечных волн до и после заморозки. При рассмотрении разреза, в котором наблюдаются распределения скоростей продольных волн до заморозки, видна форма палеодолины и прослеживается граница верхних четвертичных отложений с более низкими скоростями и нижележащих более высокоскоростных. На модели после заморозки проявляется высокоскоростная зона со снижающимися с удалением от ее центра скоростями, представляющая собой область, подвергнувшуюся заморозке. Аналогично получены распределения скоростей поперечных волн до и после заморозки.

Полученные распределения скоростей позволяют рассчитать физико-механические свойства пород, а именно модули упругости. Модули упругости характеризуют свойства пород сопротивляться деформированию, т.е. определяют жесткость породы. На основании расчетов получены распределения коэффициента Пуассона для рассматриваемой модели палеодолины до и после заморозки. [5] Итоговые модели отображены на рисунках 2-3.

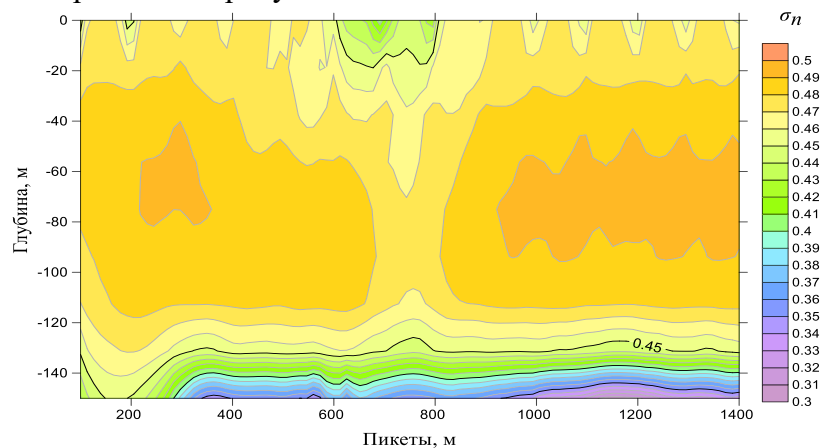


Рисунок 2. Распределение коэффициента Пуассона до заморозки.

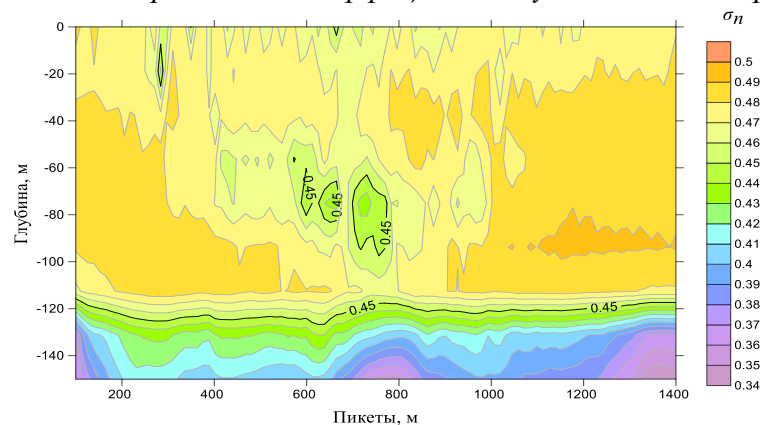


Рисунок 3. Распределение коэффициента Пуассона после заморозки.

## Выводы

Подводя итоги, допустимо говорить о возможности применения данной методики при реальных исследованиях палеодолин. Данная методика позволит детально изучать сложное геологическое строение палеодолин Санкт-Петербурга без применения дорогостоящего бурения с целью основания мест заложения туннелей метрополитена и других подземных сооружений линейного типа.



### **Литература**

1. Филиппов Н.В., Спиридонов М.А. Геологический атлас Санкт-Петербурга. СПб, 2009. 57 с.
2. Данильева Н.А., Данильев С.М. Решение прямой и обратной задачи сейсмической томографии на проходящих волнах с целью выявления ослабленных грунтов (на примере СПб). Естественные и технические науки, вып. № 4 (82), 2015 г., с.86-91.
3. Дашко Р.Э., Александрова О.Ю., Котюков П.В., Шидловская А.В. «Особенности инженерно-геологических условий Санкт-Петербурга». СПб, 2011.
4. Николаева Т.Н., Норова Л.П. «Инженерно-геологические условия строительства в районе палеодолины на северо-западе Санкт-Петербурга». СПб, 2013.
5. Дортман Н.Б. Петрофизика: Справочник. В трех книгах. Книга первая. Горные породы и полезные ископаемые. М.: Недра, 1992, 391 с.



## ВАРИОГРАММНЫЙ АНАЛИЗ В ГЕОЛОГИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

*Тихомирова Е.А. (Санкт-Петербургский горный университет,  
telizabet74@gmail.com)*

**Аннотация:** На практическом примере рассмотрено применение вариограммного анализа в геологическом моделировании. На основе результатов интерпретации геофизических исследований скважин на участке крупного нефтяного месторождения в Западной Сибири выполнен вариограммный анализ данных о пористости и проницаемости нефтяного пласта, на его основе сделаны выводы об анизотропии пласта и построены трехмерные стохастические модели распределений пористости и проницаемости по пласту в среде моделирования IRAP RMS.

**Ключевые слова:** Геологическое моделирование, нефтяное месторождение, вариограммный анализ, IRAP RMS.

Геостатистические методы исследования геологических объектов, первоначально применявшиеся в горнорудном деле, в 80-х годах прошлого века были внедрены и в нефтегазовую геологию для целей оценки и моделирования месторождений углеводородов. Они подробно освещены в иностранной литературе по нефтяной геологии (Армстронг, 1998, Дюбрьюль, 2009, Дойч, 2002) и имеют вполне определенное место в процессе оценки, моделирования и подсчета запасов месторождений углеводородов. Вариограммный анализ помогает оценить распределение и изменчивость геологических переменных в пространстве, смоделировать их значения в точках, не охваченных опробованием (например, между скважинами).

Вариограмма - это один из важнейших инструментов геостатистики, используемый для определения пространственной корреляции геологической переменной. Она представляет собой зависимость дисперсии разности значений случайной величины от расстояния между точками данных в определенном направлении. Иначе говоря, вариограмма показывает, насколько сильно различаются значения переменной в точках на разных расстояниях. Пространственная вариограмма выражается следующим образом:

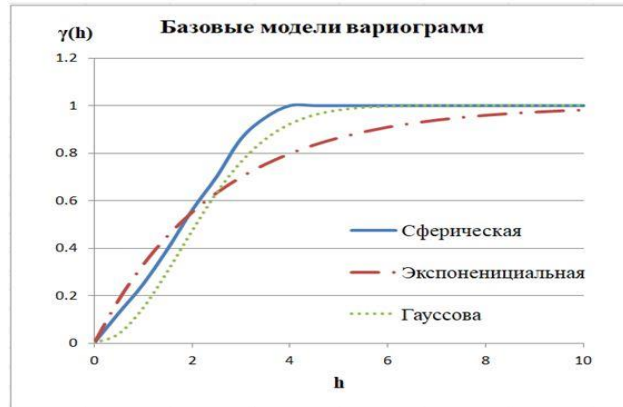
$$\gamma(h) = \frac{1}{2} E[(Z_i - Z_{i+h})^2], \quad (1)$$

где  $E$  - математическое ожидание,  $Z_i$  и  $Z_{i+h}$  - значения пространственной переменной в точках, находящихся на расстоянии  $h$  друг от друга,  $i$  - координата точки. В практическом смысле это выражение обозначает среднее различие величины исследуемого параметра для пар точек, которые разделяет определенное расстояние  $h$  (Армстронг, 1998).

Существует несколько базовых моделей для построения вариограмм. Модельные вариограммы действуют в пространствах различных размерностей, среди них выделяются сферические, экспоненциальные, гауссовы и степенные модели (для трехмерного случая). Степенные модели связаны с теорией фракталов, по мнению автора, их необходимо рассматривать отдельно. Более сложные модели строятся путем комплексирования базовых моделей. Как видно из рисунка 1, гауссова вариограмма отражает наиболее гладкое распределение значений, тогда как экспоненциальная и сферическая модели - более случайное распределение. Сферическая модель более универсальна, а экспоненциальная быстрее возрастает на небольших расстояниях, что



соответствует большому разбросу значений среди точек данных, расположенных близко друг к другу (Дюбрьоль, 2009).



*Рисунок 1. Основные модели вариограмм, действующие в трехмерном пространстве.*

Если в одномерном случае (например, распределение параметра по скважине) вариограмма строится для одного направления, то в случае с двухмерным объектом (картой) необходимо построение вариограмм как минимум для двух направлений. Анализ вариограмм для разных направлений позволяет определять анизотропию геологической структуры и петрофизических свойств пласта. В случае с трехмерной геологической моделью также строится вариограмма для вертикального направления (Кубанцев, 2013).

Вариограммный анализ был осуществлен для участка пласта БС1 крупного нефтяного месторождения в Западной Сибири, размер рассматриваемого участка **3 на 3 км**. Данные для анализа включают результаты интерпретации геофизических исследований скважин в виде распределений пористости и проницаемости по 56 скважинам, осредненным на сетке **50 × 50 × 0,4 м** и отфильтрованным по коллектору. Рассматриваемый объект – пласт БС1 верхней подсвиты усть-балыкской свиты нижнего отдела меловой системы, представленный серыми, зачастую известковистыми песчаниками с редкими глинистыми пропластками до 5 см в кровле. Толщина пласта варьируется от 3 до 17 м, коллекторские свойства достаточно высокие: среднее значение пористости – 26%, проницаемости - 0,75 мкм<sup>2</sup>. Программное обеспечение для проведения анализа – среда моделирования IRAP RMS (ROXAR).

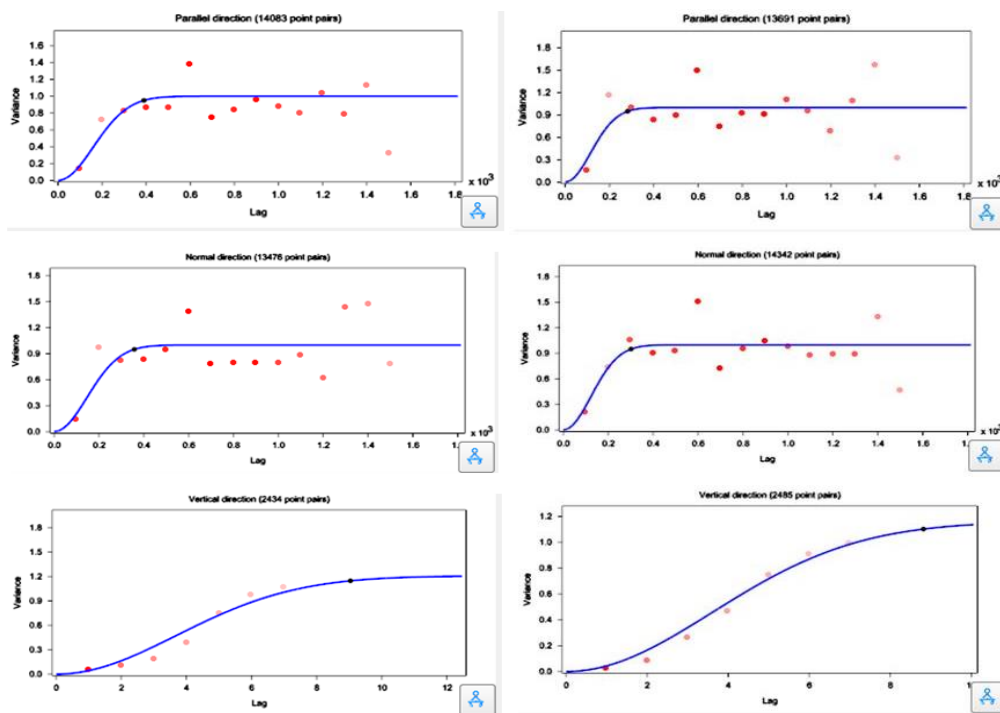
При построении экспериментальной вариограммы существуют следующие практические правила (Journel and Huijbregts, 1978): вариограмма строится для расстояния, на котором находится более 30 пар точек; рекомендованное расстояние для построения вариограммы – половина поля наблюдения. Для построения экспериментальных вариограмм пористости и проницаемости по латерали были выбраны следующие параметры: максимальное расстояние (max lag) 1500 м (при размерах участка 3000 на 3000 м), длина шага (lag) 100 м.

С помощью специального инструмента по максимальному расстоянию и лагу были определены ориентировочные азимуты направлений наибольшей изменчивости параметров, которые составили 125° для распределения пористости и 34° для проницаемости. Вариограммы были построены для указанных направлений, для направлений, перпендикулярных им и для вертикального направления. По оси ординат на графиках отложено стандартное отклонение параметра, по оси абсцисс – расстояние между точками в метрах. Для аппроксимации экспериментальных точек была выбрана гауссова модель вариограммы по наилучшему ее совпадению с точками вначале графика (на малых расстояниях h).

Вариограммы пористости и проницаемости для трех направлений представлены на рисунке 2. Экспериментальные вариограммы показаны точками, подобранные для

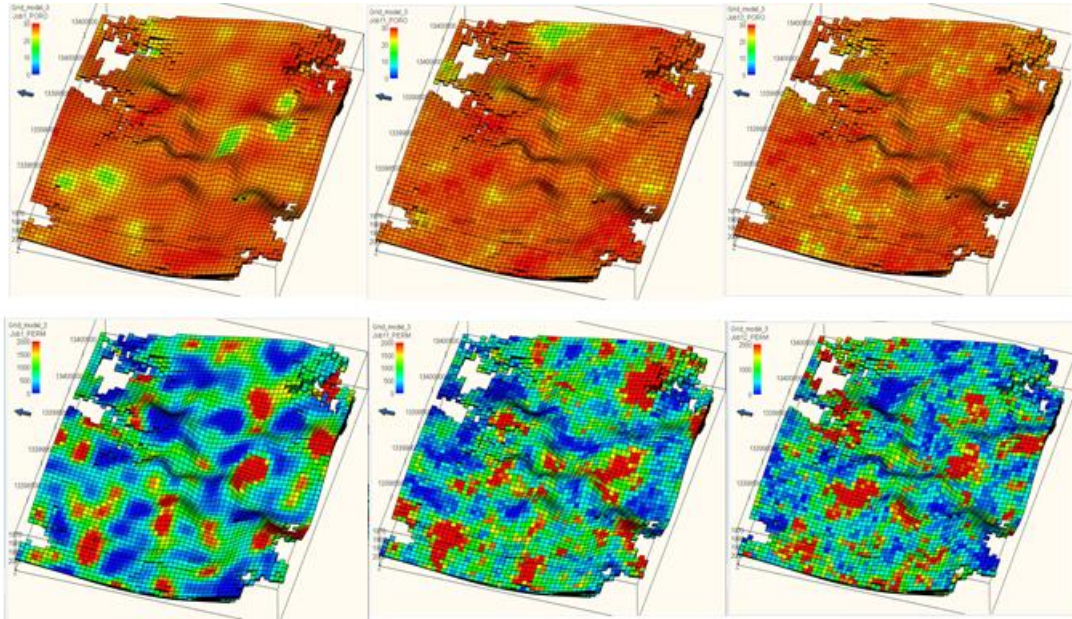


них модели – линиями. Для пористости пороги вариограмм в латеральных направлениях одинаковы, ранги вариограмм 390 и 357 м различаются на 33 м, из чего следует вывод о небольшой анизотропии пористости по латерали с наибольшей изменчивостью по азимуту 125°. Вертикальная вариограмма имеет очень плавное распределение с порогом 1,1 и рангом 9 м. Более высокий порог вертикальной вариограммы может быть обусловлен наличием слоистости. Для проницаемости ранги вариограмм для горизонтальных направлений 277 и 295 м различаются на 18 м, таким образом, анизотропия проницаемости по латерали имеет невысокое значение. Наибольшая изменчивость проницаемости определяется по направлению, перпендикулярному азимуту 34°, то есть, в направлении с азимутом 124°, это значение очень близко к аналогичному результату для пористости. Порог вариограммы для вертикального направления, также несколько отличается от порога латеральных вариограмм (0,99 для направлений в горизонтальной плоскости и 1,1 для вертикального направления).



**Рисунок 2.** Вариограммы пористости (слева) и проницаемости (справа) в направлении, параллельном азимуту наибольшей изменчивости, в направлении, перпендикулярном ему, и в вертикальном направлении.

На основе полученных вариограмм были построены трехмерные стохастические модели распределений пористости и проницаемости по пласту. Для сравнения результатов моделирования с различными типами моделей вариограмм были также получены распределения с использованием сферической и экспоненциальной моделей. Из рисунка 3 видно, что модели на основе сферической и экспоненциальной вариограмм характеризуются более резкой изменчивостью, причем в случае с экспоненциальной моделью наблюдаются неоднородности более мелкого масштаба (поскольку экспоненциальная вариограмма более резко возрастает вначале своего графика – на небольших расстояниях).



**Рисунок 3.** Стохастические распределения пористости (сверху) и проницаемости (снизу) по пласту (фашии коллектора). Для построения использовались вариограммы (слева направо соответственно): гауссова, сферическая и экспоненциальная.

В результате проведенного анализа была выявлена латеральная анизотропия нефтяного пласта по пористости и проницаемости с наибольшей изменчивостью по азимуту  $125^\circ$ . При сопоставлении трехмерных моделей распределений пористости и проницаемости был сделан вывод о том, что модель распределения пористости и проницаемости на основе гауссовой вариограммы можно считать оптимальной для данных распределений пористости и проницаемости, поскольку она наилучшим образом совпадает с экспериментальными точками на малых расстояниях и позволяет получить гладкое распределение с более выраженной структурой.

### Литература

1. Армстронг М. Основы линейной геостатистики. Фонтенбло, 1998 г. 148 стр.
2. Дюбрьоль О. Геостатистика в нефтяной геологии. Москва – Ижевск, Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2009. С. 20 – 45.
3. Кубанцев И.А. Экспериментальная вариограмма как средство анализа пространственной структуры геологических данных различной природы (на примере Верхнеленинградской площади, п-ов Таймыр, Красноярский край) / Кубанцев И.А., Багаева А.А., Петрушков Б.С., Ромашко В.В. // Отечественная геология. 2013. №2. С. 19-25.
4. Journel, A.G. and Huijbregts, C.J. 1978. Mining Geostatistics. Academic Press, London, 600 p.





## КОНФЛИКТЫ ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ И ВОЗМОЖНЫЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ ПРИ ОСВОЕНИИ НЕДР В УСЛОВИЯХ АРКТИКИ

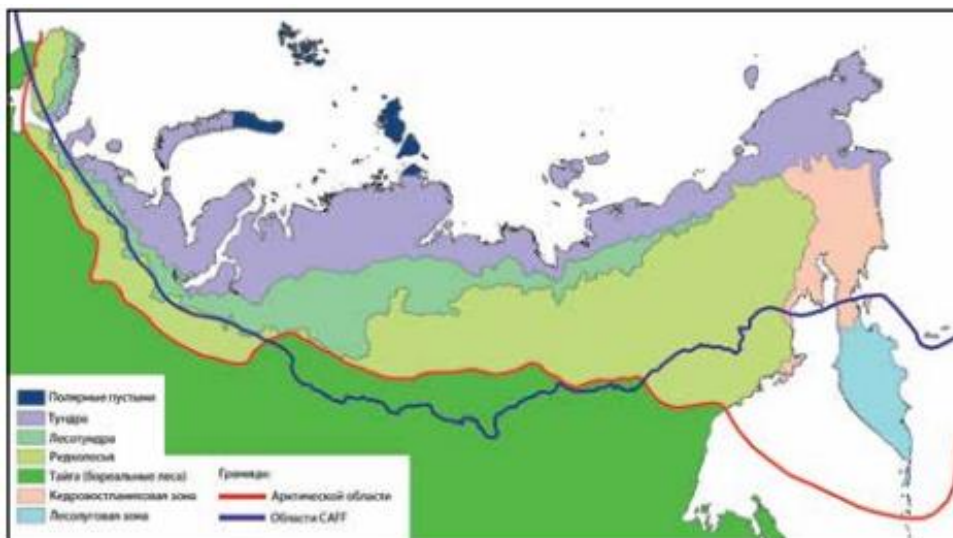
*Егоров Д.П. (СПбГУ, original13@mail.ru),  
Егоров П.П. (ООО «Ай Ди ЭС Навигатор», mega\_gtk@inbox.ru),  
Егоров К.П. (РГГМУ, kirillius20@rambler.ru)*

### Аннотация

Рассматриваются варианты развития Арктической зоны Российской Федерации, а также меры по улучшению экологической обстановки в Арктической зоне Российской Федерации. Описываются наиболее опасные явления, возможные при нерациональном подходе к освоению и пути предупреждения указанных проявлений.

**Ключевые слова:** АЗРФ, ООПТ, криолитозона, глобальное потепление, парниковый эффект, газогидратные залежи, газопроявления,

Процесс обсуждения специфики и перспектив развития природопользования в условиях Арктики необходимо начинать с определения границ, соответствующих данному региону. На сегодняшний день существует несколько подходов к рассмотрению данного вопроса. В наиболее обширном понимании область Арктики распространяется к северу от южной границы тундролесья и аналогичной ей зоны лесолуговой полуострова Камчатка. Также широкое распространение получила граница области, выделяемая CAFF (рабочая группа по Сохранению арктической флоры и фауны Арктического совета).



*Рисунок 1. Варианты принятия границ Арктической области в пределах РФ.*

Кроме того, согласно указу Президента РФ "О сухопутных территориях Арктической зоны Российской Федерации" (АЗРФ) от 02.05.2014 в состав данной области входят Мурманская и Архангельская области; Республики Коми и Якутия; Красноярский край; Ненецкий, Чукотский, Ямало-Ненецкий автономные округа, Беломорский, Кемский и Лоухский районы Карелии, а также «земли и острова, расположенные в Северном Ледовитом океане и некоторые улусы Якутии». Данная интерпретация Арктической зоны близка к меридиональной концепции, согласно которой под Арктикой понимается область к северу от северного полярного круга [1].



Таким образом, общая площадь установленных арктических владений России составляет порядка 3 млн кв. км (18% всей территории РФ). На континентальной части площадью 2,2 млн кв. км, проживает около 2,4 млн человек, что составляет менее 2% населения России и около 40% от общего населения всей Арктики.

На сегодняшний день масштабы деградации окружающей среды в пределах АЗРФ приобретают опасные тенденции, нарушение хрупкой арктической природы может иметь необратимый характер. Химическое загрязнение в Арктике представляет особую опасность в связи с низкой ассимиляционной способностью её экосистем. Состояние водных объектов всех арктических территорий РФ не соответствует гигиеническим нормативам. Природные ландшафты Арктики обладают малой устойчивостью, процессы самовосстановления осуществляются медленно. Антропогенное воздействие приводит к деградации арктических земель, что в перспективе может привести к необратимым экологическим процессам. Активация процессов деформации грунтов, термокарста и термоэрозии проявляется особенно интенсивно в очагах промышленного освоения и вдоль линейных сооружений (нефте- и газопроводов, железных и автомобильных дорог, линий электропередач и пр.). Ежегодный прирост некультивируемых нарушенных земель составляет: в нефтедобывающей промышленности - 5-6 тыс. га, в газовой промышленности - 2,5-3 тыс. га, на строительстве трубопроводов - 0,4-0,5 тыс. га. [2].

Одним из вариантов стабилизации экологической ситуации в регионе может выступать создание обширных особо охраняемых природных территорий (ООПТ), на которые, согласно решениями органов государственной власти полностью или частично изъяты из хозяйственного использования.

На сегодняшний день в Российской Федерации за пределами северного полярного круга расположены в общей сложности 21 ООПТ Федерального значения, площадью 284400 км кв., что составляет порядка 10% от общей площади. Структура представленных природоохранных территорий выглядит следующим образом: 10 Государственных Природных Заповедников общей площадью 18849,9 тыс. га; 8 Государственных Природных Заказников Федерального Значения – площадью 6240,1 тыс. га; а также 3 национальных парка – 3350 тыс. га.

Единой установленной нормы о процентном соотношении площади всех ООПТ к территории государства не существует, поскольку данная пропорция зависит от множества факторов. Однако в большинстве развитых стран и в государствах с устоявшейся экологической традицией данный показатель составляет порядка 20-30 %. Таким образом, можно говорить о существовании предпосылок к развитию сети особо охраняемых природных территорий в пределах русской Арктики. В качестве факторов, препятствующих реализации озвученной концепции, могут выступать: 1) проекты освоения минерально-сырьевой базы; 2) близость транспортно-логистических узлов (пересечение с путями); 3) интересы малых и коренных народов Севера

В тоже время, освоение минерально-сырьевых ресурсов является одним из ключевых направлений государственной программы «Социально-экономического развития Арктической зоны Российской Федерации». В связи с этим, актуальным видится разработка и освоение нетрадиционных источников газа, наибольшим потенциалом среди которых обладают газогидратные залежи (ГГЗ).

Сегодня себестоимость газа, добытого из гидратов, несопоставима с показателями добычи газа из традиционных газовых месторождений. Однако можно полагать, что в ближайшей перспективе прогресс технологий газодобычи сможет обеспечить экономическую целесообразность разработки месторождений газовых гидратов, в залежах которых, по последним оценкам, сосредоточено 10-1000 трлн м<sup>3</sup>



метана, что соизмеримо с запасами традиционного газа. В связи с этим стремление многих стран-импортеров газа освоить этот ресурс вполне объяснимо.

Согласно геофизическим исследованиям, порядка 97% газогидратных месторождений относятся к углеводородным ресурсам Мирового океана, при этом, ГГЗ на шельфах находятся в метастабильном состоянии, обусловленном относительным постоянством температуры и давления (уровня моря) придонной воды. Однако, в состоянии самой шельфовой аквальной газогидратной сырьевой базе существуют определенные угрозы и вызовы: глобальное потепление климата и ситуация с таянием льдов в Арктике. За последние 40 лет площадь арктических льдов сократилась на 3 млн. км<sup>2</sup>, а толщина ледяного покрова уменьшилась примерно вдвое, при этом температура воды морей и океанов возрастает (даже на глубине до 2 тыс. метров). А газовые гидраты устойчивы только при низкой температуре и повышенном давлении.

Между тем, ситуация с ГГЗ на суше в арктической криолитозоне в последние годы заметно осложнилась. В результате масштабной деградации вечной мерзлоты оттаивающие органические отложения вовлекаются в углеродный цикл, что способствует увеличению эмиссии парниковых газов в атмосферу и может привести к усилению глобального потепления. Потепление климатических условий вызвало деградацию мерзлоты со средней скоростью несколько сантиметров в год.

Для оценки темпов деградации мерзлоты в нестационарных климатических и неоднородных геокриологических условиях была разработана новая математическая модель, учитывающая развитие деструктивных криогенных процессов и влияние снежного покрова. Согласно данной модели, при существующих темпах потепления поток CO<sub>2</sub> в атмосферу, обусловленный деградацией мерзлоты, будет не менее значительным, чем антропогенный.

Большие неопределенности связаны с оценкой запасов углерода в многолетнемерзлых грунтах. От их величины, в конечном счете, зависит потенциальное воздействие названного механизма на климат. Гидраты, содержащие огромные количества метана, являются источником «парникового» газа, способного вызвать глобальные изменения природной среды и климата. Установлено, что эффективность метана как парникового газа в 21 раз превышает эффективность углекислого газа. Поскольку газогидраты существуют на границе фазовой устойчивости, то даже незначительные изменения температуры и давления ведут к их необратимому разрушению с выделением метана. Выделение большого количества метана может ускорить глобальное потепление в десятки или сотни раз, что, в свою очередь, вызовет дальнейшее разложение природных гидратов. Полярные и приполярные районы Северного полушария, где сосредоточены большие запасы газогидратов, являются, таким образом, зонами повышенного экологического риска.

Данная гипотеза о возможном высвобождении гидратного метана при повышении температуры из-за глобального потепления широко обсуждается учеными. Парадокс заключается в том, что метан является парниковым газом, и выделение его вызовет дальнейшее потепление и соответственно еще большее высвобождение метана. В результате данных явлений, мы можем потерять столь ценный углеводородный природный ресурс.

Несмотря на то, что оценочные издержки промышленной разработки месторождений газогидратов считаются наиболее дорогостоящими из известных способов добычи природного газа, себестоимость добычи газа из газогидратных залежей зависит от ряда факторов: в первую очередь - от газогидратных условий и применяемой технологии. Необходимо отметить, что ограниченное число реализованных проектов добычи метана из газогидратных залежей и экономических расчетов подобных проектов затрудняет обоснованную оценку их средней



себестоимости. В то же время, проделанные в 2008 г. оценки добычи метана из газогидратной залежи Маллик в канадской Арктике показали, что освоение ГГЗ на суше в 1,5 раза дешевле освоения морских ГГЗ. Это является немаловажным доводом в пользу разработки газогидратов на суше в арктической криолитозоне России [3].

В качестве еще одного опасного явления можно представить процесс воронкообразования в следствии выброса газогидратов, вызванного прогревом земной поверхности, наблюдавшийся на территории ЯНАО. Данное явление характеризуется внезапностью и выражается в возникновении на поверхности земли кратеров, имеющих более десяти метров в диаметре и десятки метров по глубине. Воронки имеют правильную (цилиндрическую или конусовидную) форму, с круглыми стенками и валом по периферии из выброшенного наружу грунта, и представляют опасность при строительстве или эксплуатации инженерных сооружений. При этом сложным является прогнозирование, где и когда в следующий раз может возникнуть подобный взрыв.

Газопроявления в виде «грифонов» при бурении и эксплуатации скважин могут наблюдаться как в непосредственной близости от ствола скважины, так и на расстоянии нескольких метров от неё. Вполне вероятно, что вокруг работающей скважины (или группы скважин на кустовой площадке) неизбежно возникает некоторый ореол оттаивания, который может затронуть внутримерзлотное скопление газа, которое, как и газогидратная залежь, может быть потревожена уже на стадии бурения. В результате газ будет подниматься на поверхность из глубины мёрзлой толщи вдоль контакта «цементное кольцо – оттаивающая порода». Дальнейшее распространение ореола оттаивания на всё большее расстояние вокруг скважины при её эксплуатации может привести к активизации газопроявлений из вскрытой внутримерзлотной залежи. Однако бывают случаи, когда при бурении газопроявлений не отмечалось, но в процессе формирования ореола оттаивания вокруг работающей скважины с течением времени могут быть затронуты газо- и газогидратные скопления в мерзлоте уже на некотором расстоянии от устья скважины. Опасность спонтанных газопроявлений из мерзлоты при проходке скважин или подземных выработок состоит прежде всего в загазованности воздуха метаном и возможности его воспламенения [4].

Для предотвращения подобных явлений необходимо ещё на стадии бурения скважин выявлять местоположение ГГЗ и в дальнейшем сооружать добывающие разгрузочные скважины, препятствующие повышению давления газа, образующегося при термическом разложении газогидратов. Добытый из скважин газ можно было бы транспортировать через существующую сеть трубопроводов, либо сжимать с помощью компримирующих установок и в дальнейшем использовать в качестве топлива.

Немаловажной задачей является выявление геоэкологических опасностей, связанных с образованием и разложением газовых гидратов в природных условиях при разработке месторождений нефти и газа в Арктике. Для этого необходимо организовать постановку опытно-методических и геолого-разведочных работ, направленных на поиск и изучение скоплений газовых гидратов.

## **Литература**

1. Федосеев Л.Г. Российские владения в Арктике. История и проблемы международно-правового статуса. / - Арктика – территория диалога, 2019.
2. Агбалян Е.В., Состояние окружающей среды в Арктике. / – Успехи современного естествознания, 2011, № 4.
3. Воробьев А.Е., Лисов В.И., Мелентьев Г.Б. Нанотехнологии в освоении газогидратных ресурсов. / – Редкие земли, 2016.
4. Чувилин Е.М., Соколова Н.С., Спасенных М.Ю. Метан в мерзлоте – ресурс или опасность? / – Центр добычи углеводородов Сколтеха, 2019.



## КОНЦЕПЦИЯ КОМПЛЕКСНОГО ОСВОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КИРИНСКОГО ЛИЦЕНЗИОННОГО УЧАСТКА НА ШЕЛЬФЕ ОСТРОВА САХАЛИН

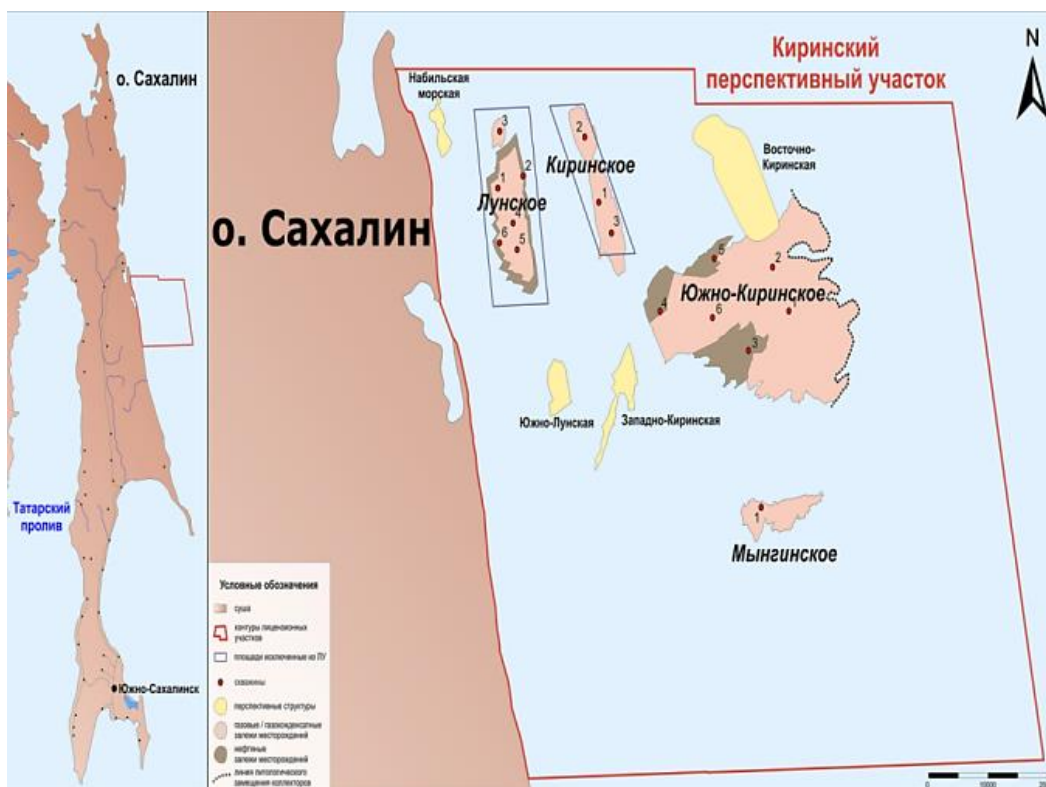
*Перекрестов В.Е. (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,  
Perekrestov\_viktor@mail.ru)*

### Аннотация

В работе проведен анализ основных факторов влияющих на обустройство морских месторождений в условиях акватории северо-восточного Сахалина. Изучена геологическая характеристика месторождений и собраны данные по запасам углеводородов. Предложены схемы обустройства месторождений Кириńskiego перспективного участка.

**Ключевые слова:** Сахалин, шельф, обустройство, месторождение, запасы, газ, платформа, система подводной добычи.

Киринский перспективный участок расположен в северо-восточной части шельфа о. Сахалин и является одним из трех блоков проекта Сахалин-3 (рис.1). Лицензия на право геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья в пределах Кириńskiego перспективного участка принадлежит ПАО «Газпром». Площадь участка составляет 6580,4 км<sup>2</sup> [1].



**Рисунок 1.** Киринский перспективный участок

На сегодняшний день на территории Кириńskiego участка поисковым и разведочным бурением открыто три месторождения: Южно-Кириńское, Мынгинское и Южно-Лунское, а на сопредельных территориях Кириńское и Лунское.

Перспективы выявления залежей углеводородов на Кириńском ЛУ связаны с отложениями дагинского горизонта, продуктивность которого доказана на открытых месторождениях [2].



Южно-Кириновское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 2010 году, расположено в 60 км от берега. Глубина моря меняется в пределах 110-320 м. Запасы углеводородов которого по категории (С1+С2) составляют: газа - 814,5 млрд м<sup>3</sup>, газового конденсата (извлекаемые) 130 млн т, нефти (извлекаемые) - 3,8 млн тонн нефти.

Южно-Лунское газоконденсатное месторождение открыто в 2016 году, расположено в 15 км от береговой линии. Глубина моря в пределах месторождения колеблется от 55 м в западной части до 75 м в восточной части прогнозного месторождения. Запасы по категории С1 — 48,9 млрд куб. м газа, 7,7 млн тонн газового конденсата (извлекаемые).

Мынгинское газоконденсатное месторождение открыто в 2011 году, расположено в 28 км от побережья. Глубина моря в районе залегания колеблется от 90 м в западной части до 230 м в восточной части. Запасы по категории С1+С2 — 19,9 млрд куб. м газа, 2,5 млн тонн газового конденсата (извлекаемые) [3].

### **Природно-климатические условия в пределах района исследования**

Кириновский участок расположен в сейсмически активной зоне. Прибрежный район северо-востока Сахалина и примыкающая часть континентального шельфа, к которой относится и Кириновский блок, характеризуются 9-балльной сейсмичностью.

Течения в исследуемом районе, в основном, вызываются приливно-отливными колебаниями и ветром.

Климат в районе работ относится к типу муссонного. С июня по октябрь преобладают ветры южного и юго-восточного направлений, а с октября по май - северо-западные, западные и северные. Наибольшая сила ветра на острове в период с мая по сентябрь составляет от 20 до 34 м/с и 40 м/с зимой. Период штормовых ветров на Сахалине длится около 6–8 дней в месяц.

Средняя температура воздуха над районом работ -1,8 °С. Самая низкая температура достигается в феврале до -39 °С, средняя для этого месяца -19 °С. Самая высокая температура может быть до 39 °С в июле. Средняя для этого месяца 10,2 °С. Температура воды в зимние месяцы -1,8 °С. Среднегодовое значение 2 °С на поверхности и -1 °С у дна. Солёность морской воды составляет 30–32 ‰ на поверхности и 34 ‰ у дна. В районе работ максимум солёности отмечается зимой, а минимум летом.

Видимость у северо-восточного побережья о. Сахалин определяется режимом туманов и осадков и зависит от облачности. Чаще всего туманы наблюдаются в период с мая по сентябрь, когда среднее число дней с туманами в месяц достигает 10–20.

Среднее количество осадков в году составляет 553 мм, при максимальных значениях 619 мм и минимальных: 432 мм. Обледенение судов и гидротехнических сооружений в исследуемом районе, согласно данным судовых наблюдений возможно в период с октября по май, месяцы наибольшей повторяемости – декабрь, ноябрь. Основная причина обледенения (98,6 %) – забрызгивание судов и гидротехнических сооружений морской водой.

Становление льда на шельфовой части моря происходит в ноябре, мощность ледового покрова достигает 0,8–1,1 м. Наибольшего развития ледяной покров достигает в марте, а его разрушение начинается в середине мая следующего года. Средняя продолжительность ледового периода составляет 175 – 198 суток.

Рельеф дна Кириновского перспективного участка представляет собой пологую равнину, постепенно погружающуюся в восточном направлении. Средний уклон изменяется в пределах: 0,2°-0,3°, на отдельных участках уклон может достигать 1-2°.



Глубина моря в пределах блока изменяется от 0 м до 600 м. Многолетнемерзлотные породы отсутствуют.

### **Обустройство месторождений**

#### ***Южно-Кириновское***

Планируется бурение скважин с полупогружной плавучей буровой установки (ППБУ) и установка систем подводной добычи (СПД) углеводородов. Транспортировка газа будет осуществляться на береговой технологический комплекс (БТК) проекта «Сахалин-3» по подводному трубопроводу. Для добычи нефти в навигационный период возможно задействовать FPSO с отгрузкой нефти на нефтеналивные танкеры.

#### **Мынгинское**

Планируется бурение скважин с ППБУ и установка СПД. Транспортировка продукции возможна по следующим направлениям:

- по промысловому трубопроводу в сборочный манифольд Южно-Кириновского месторождения;
- по промысловому трубопроводу на БТК.

#### **Южно-Лунское**

Планируется бурение скважин с ППБУ и установка СПД. Транспортировка продукции возможна по следующим направлениям:

- по промысловому трубопроводу на МЛСП ЛУН-А проекта «Сахалин-2»;
- по промысловому трубопроводу на БТК.

### **Литература**

1. Харахинов В.В. Нефтегазовая геология Сахалинского региона. – М.: Научный мир. 2010. – 276 с., цв. Вкл. 56 с.
2. Дзюбло А.Д. Нефтегазоносность и геолого-геофизические модели шельфа Российской Арктики и Дальнего Востока: Учебное пособие. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. – 235 с.: ил.
3. Официальный сайт ПАО «Газпром» // URL: <https://www.gazprom.ru/projects/sakhalin3/> (дата обращения 14.02.2020).



## **ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ЗЕМЛЕСОСА ЗГМ-2М ДЛЯ НАМЫВА ШТАБЕЛЯ ГОРНОЙ МАССЫ ПРИ КУЧНОМ ВЫЩЕЛАЧИВАНИИ.**

*Салахов И. Н. (МГРИ, salahovin@mgri.ru)*

*Дробаденко В. П. (МГРИ, drobadenko@mail.ru)*

**Аннотация:** в связи с тем, что горная промышленность испытывает значительные трудности, которые связаны с истощением запасов богатых и легкодобываемых руд в статье рассмотрен метод укладки пород в штабель посредством намыва для кучного выщелачивания, в том числе бедных руд и техногенного сырья. Обоснована работа землесоса с высоконцентрированными гидросмесями, за счет включения в гидрокомплекс пульпоприготовительных установок. Отмечается преимущество намывного способа укладки штабеля кучного выщелачивания в сравнении с традиционным методом землеройной техникой.

**Ключевые слова:** кучное выщелачивание, штабель, землесос, тестирование, метод, намыв, сгущенная гидросмесь, всасывающая способность, расходно-напорная характеристика, пульпоприготовление.

В настоящее время российская горная промышленность, в т. ч. золотодобыча испытывает значительные трудности, связанные, в первую очередь, с истощением запасов богатых и легкодобываемых руд. Первоочередной задачей гидрометаллургического передела, к которому относится кучное, кюветное и агитационное выщелачивание является разработка и вовлечение в производство бедных и забалансовых руд, отвалов и хвостов обогащения золотоизвлекательных фабрик. Предпосылками для их развития является постоянное снижение среднего содержания золота и других благородных металлов в перерабатываемых рудах.[1]

Обычно для сооружения штабелей для кучного выщелачивания применяют различную землеройную технику - от грейдеров до отсыпки погрузочными и конвейерными механизмами, что зависит от физико-механических свойств минерального сырья. Основное требование к способу возведения штабеля является исключение коагуляции порового пространства твердых частиц при отсыпке горной массы – то есть возможности ограничить ее уплотнение в штабеле для просачивания растворов реагента.

Однако, действующий способ сооружения штабеля кучного выщелачивания отсыпкой доставленного автотранспортом горной массы, экскаваторами, скреперами или другой землеройной техникой ведет к слеживанию и переуплотнению породы и, как следствие, снижению проницаемости всего штабеля. Нами предлагаются технологии намыва штабеля гидротранспортными установками, которые обеспечивают рыхлую структуру массива и исключают вышеприведенные негативные факторы, что ускоряет массообменные процессы, сокращает продолжительность проведения кучного выщелачивания и значительно повышает извлечение ценного металла. Новизна предлагаемого способа подтверждается патентом РФ на изобретение «Способ кучного выщелачивания» №2095562.[2]

Специфика предлагаемого метода заключается в том, что укладка пород в виде усеченной пирамиды с различной конфигурацией основания (прямоугольного, квадратного, трапецеидального) должна производиться с уклонами более 30°, что обуславливает намыв штабеля высоконасыщенной сгущенной двухфазной смеси с объемной плотностью 30-35% и более. Эта концепция предъявляет особые требования к гидротранспортному оборудованию, в частности грунтонасосам (землесосам), так как они обычно в производственных условиях транспортируют гидросмеси плотностью порядка 10-20% и формируют распластанный намывной массив с малыми уклонами.





Режимы работы грунтонасосов в основном зависят от их расходно-напорной характеристики по гидросмеси, с учётом влияния их всасывающей способности, то есть степени использования вакуумметрической высоты всасывания насоса, которая в зависимости от способа установки насос может иметь как положительное, так и отрицательное значения. Последнее наблюдается при работе грунтонасосов с подпором, что характерно при установке грунтонасоса ниже уровня гидросмеси. Это позволяет значительно увеличить всасывающую способность, а также формировать и транспортировать гидросмесь высокой концентрации в устойчивом безкавитационном режиме.[3]

При этом интерес представляют пульпоприготовительные (гидротранспортные) установки (ППУ), необходимость в использовании которых была вызвана стремлением обеспечить минимальные расходы воды на формирование сгущенной гидросмеси, содержащей транспортабельный по крупности материал, создать более выгодные условия для работы гидротранспорта. В начале 70-80-х годов было сконструировано свыше 50 передвижных и полустационарных бункеров, смесительно-транспортных установок; из них 36 конструкций опробованы в производственных условиях на различных карьерах. Они работали с загрузкой в комплексе с мехлопатами емкостью ковша 1,5-2,5 м<sup>3</sup>, роторными экскаваторами и драглайнами, и подачей землесосами в основном марки ЗГМ-1, ЗГМ-2М, производительностью от 50 до 250м<sup>3</sup>/ч.

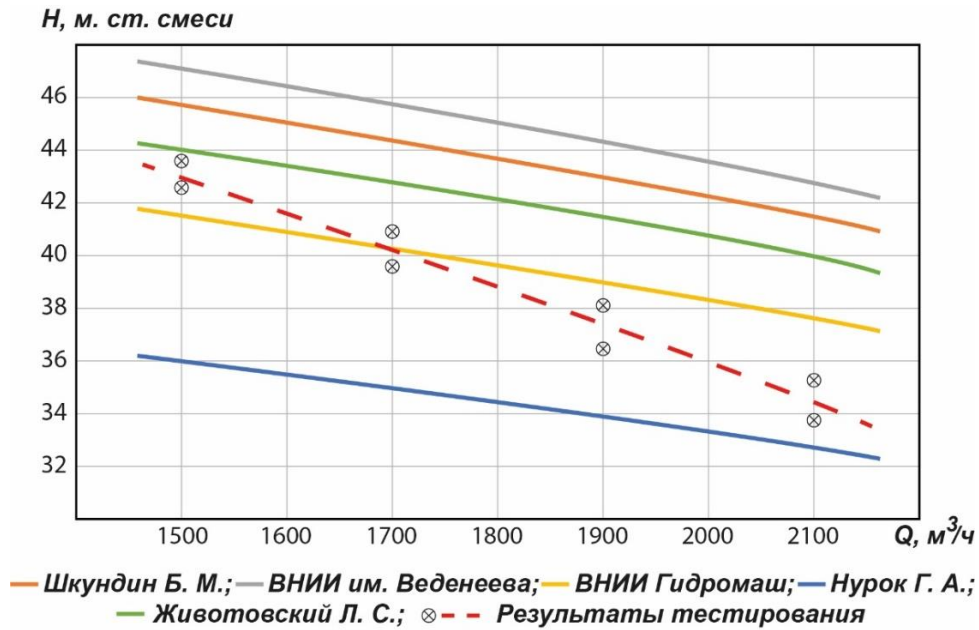
Сложность при их эксплуатации вызывал процесс одновременного перемещения установки и ее коммуникаций за продвижением фронта горных работ, что вызывало частые передвижки, которые в свою очередь, снижали коэффициент использования оборудования. В связи с этим в некоторых ситуациях применяли полустационарные и стационарные пульпоприготовительные гидротранспортные установки.

Учитывая, что расходно-напорные характеристики  $Q=f(H)$  грунтонасоса, работающего на гидросмеси существенно отличаются от характеристик по воде, которые обычно устанавливаются заводом-изготовителем, нами был проведен анализ существующих методов расчета  $Q=f(H)$  (25, в том числе уравнения предлагаемые Нуроком Г. А., Смолдыревым А. Е., Шкундиным Б. М., ВНИИ Гидромаш и другие). Некоторые из них представлены на рис. 1 и в табл. 1., которые показывают разницу в результатах 18-20% (табл. 2). Поэтому для установления оптимального методического подхода к расчету расходно-напорных характеристик землесоса ЗГМ-2М по гидросмеси  $Q=f(H)$  нами было проведено его тестирование в производственных условиях при разработке золотосодержащей россыпи Сусуманского ГОКа.

Таблица 1.

Результаты расчетов и тестирования землесоса ЗГМ-2М.

Расход, м <sup>3</sup> /ч	Напор на воде	Шкундин Б. М.	ВНИИ им. Введенева	ВНИИ Гидромаш	Нуроков Г. А.	Животовский Л. С.	Расчетные результаты тестирования (линия тренда)	Результаты тестирования
1500	56,3	45,7	47,1	41,5	36,0	44,0	43,0	42,5
1600	55,2	44,8	46,2	40,6	35,3	43,1	41,7	
1700	54,3	44,1	45,5	40,0	34,8	42,4	40,3	
1800	53,6	43,5	44,9	39,5	34,3	41,9	38,9	
1900	52,7	42,8	44,1	38,8	33,7	41,2	37,5	36,4
2000	52,0	42,2	43,5	38,3	33,3	40,6	36	
2100	51,1	41,5	42,8	37,6	32,7	39,9	34,5	35,2



**Рисунок 1.** Сравнительный график результатов расчетов и тестирования землесоса ЗГМ-2М, работающего при концентрации  $S=0,2$  и средневзвешенным диаметром  $d_{cp}=9,3$  мм.

**Таблица 2.**

Сравнительные показатели (в %) между результатами расчетов и тестирования.

Расход	Шкундин Б. М.	ВНИИ им. Веденеева	ВНИИ Гидромаш	Нурук Г. А.	Животовский Л. С.
1500	6%	10%	4%	19%	2%
1600	7%	11%	3%	18%	3%
1700	9%	13%	1%	16%	5%
1800	12%	15%	1%	13%	8%
1900	14%	18%	3%	11%	10%
2000	17%	21%	6%	8%	13%
2100	20%	24%	9%	5%	16%

В результате аналитических и производственных испытаний было установлено, что для проектирования и эксплуатации гидрокомплексов с землесосом ЗГМ-2М рекомендуется уравнение, предложенное специалистами ВНИИ Гидромаш (1) с минимальной погрешностью  $\sim 3\%$  при паспортной производительности  $1900 \text{ м}^3/\text{ч}$  и напором  $53 \text{ м. вод. ст.}$ , которое может быть использовано при расчетах параметров намыва штабеля минерального сырья для кучного выщелачивания.

$$H_{\Gamma} = H_0 \cdot \left[ 1 - \sum K_H^i \cdot \frac{\rho_{\Gamma}^i - \rho_0}{\rho_{\Gamma}} \right] \quad (1)$$

где:

$H_0$  – напор на воде, м. вод. ст.;

$\rho_{\Gamma}^i$  – парциальная плотность гидросмеси, кг/м<sup>3</sup>:

$$\rho_{\Gamma}^i = \frac{q_i \cdot S_0}{100 \cdot 100} \cdot (\rho_{\Gamma} - \rho_0) + \rho_0$$

где:  $q_i$  – содержание частиц итой фракции;  $S_0$  – концентрация твердого;  $\rho_0$  – плотность жидкости;  $\rho_{\Gamma}$  – плотность гидросмеси.



**Литература:**

1. В. Ж. Аренс, В. А. Атрушкевич М. И. Фазлуллин, Г. Х. Хчеян, Л. В. Шумилова Технологии скважинного и кучного выщелачивания металлов. – М.: Изд. Дом НИТУ «МИСиС» 2018. – 280 с.
2. В. П. Дробаденко, Н. Г. Малухин, В.В. Скрипченко, О. А. Луконина, Г. Б. Мальцев, И. Д. Остроумова Патент РФ «Способ кучного выщелачивания» № 2095562.
3. И. М. Ялтанец, В. К. Егоров Гидромеханизация. Справочный материал. -М.: Издательство МГТУ 1999. – 338с.



## ГЕОМЕХАНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ПОДКАРЬЕРНЫХ ЗАПАСОВ АЛМАЗОСОДЕРЖАЩИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В УСЛОВИЯХ РУДНИКА «УДАЧНЫЙ»

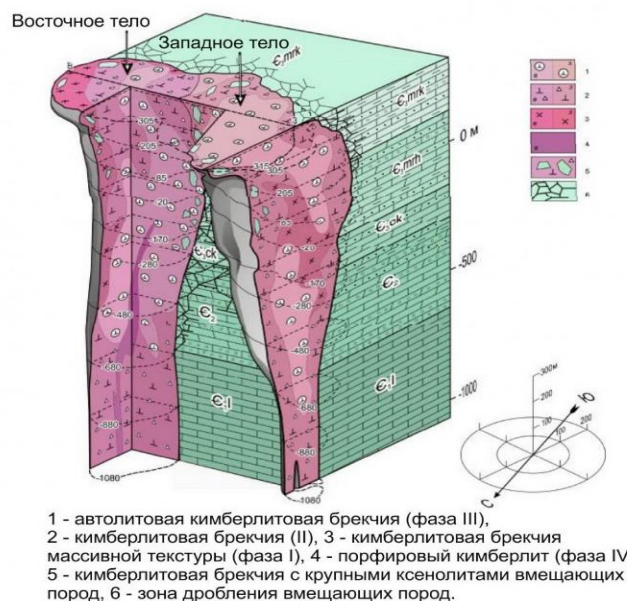
*Анисимов К.А. (Санкт-Петербургский горный университет, anisimov.kirill.95@list.ru)*

**Аннотация.** Рассмотрены данные исследований и наблюдений за горно-геологической обстановкой при отработке кимберлитовой трубки «Удачная» с момента ввода в эксплуатацию подземного рудника. Описаны основные параметры применяемой системы разработки, изучены геомеханические факторы, осложняющие ведение горных работ, даны рекомендации о дальнейшем направлении научно-исследовательской деятельности.

**Ключевые слова.** Кимберлитовая трубка, геотехнология, геомеханические характеристики массива, подкарьерные запасы, предохранительный массив, системы разработки.

На данный момент основной актив АК «Алроса» - Удачный горно-обогатительный комбинат (далее - Удачный ГОК, УГОК), ведёт разработку двух коренных месторождений алмазов: кимберлитовых трубок «Удачная» и «Зарница» и россыпных месторождений «Пироповый ручей» и «Законтурная делювиальная россыпь трубки «Удачная»» [1].

Решающее значение для развития ГОКа имеет кимберлитовая трубка «Удачная». Данное месторождение расположено в Далдыно-Алакитском алмазоносном районе, недалеко от города «Удачный», практически на линии Полярного круга. Трубка прослеживается как единое рудное тело от поверхности до глубины 250 метров. Ниже она разделяется на два самостоятельных рудных тела - Восточное и Западное (далее ВРТ и ЗРТ), разделенных блоком вмещающих осадочных пород верхнего кембрия (рис.1) [2].



**Рисунок 1.** Геологическое строение кимберлитовой трубки (изображение по Г.С. Фон дер Флаасу)



При разработке кимберлитовой трубки «Удачная» были отмечены различные усложняющие горно-геологические и климатические факторы:

- Кимберлитовая трубка находится в экстремальных климатических условиях Крайнего Севера, в районах Республики Саха (Якутия) с крайне слабо развитой инфраструктурой. Трубка находится в районе многолетней мерзлоты с большой глубиной заморозания пород. Резко континентальный климат характеризуется большими дневными перепадами температур, что негативно влияет на устойчивость массивов горных пород [3];

- Геологическое строение трубки и окружающих пород сформировано без естественных водоупоров, что ведёт к свободному продвижению агрессивных и высокоминерализованных рассолов, с общей минерализацией до 400 г\л, отмечены случаи прорывов подземных вод в горные выработки [3];

- Массив горных пород, окружающих трубку, крайне нарушен, в горных породах распространена сеть глубоких (до 50 метров) трещин и различных нарушений, располагающихся случайным образом [4,5];

- Рудные и породные массивы имеют низкую устойчивость, установлена негативная зависимость устойчивости кимберлита от времени его контакта с рудничным воздухом [6]. Наиболее нарушен массив пустых пород в пространстве между ВРТ и ЗРТ, в нём отмечены множество нарушений и проявлений трещиноватости;

- Отдельно выделены многочисленные зоны повышенной трещиноватости, обусловленные различными гидро-геомеханическими и геомеханическими факторами, зачастую для этих зон запроектированы специальные паспорта крепления и ведётся особый контроль за состоянием подземных горных выработок (по данным АК «АЛРОСА» (ПАО)).

Для отработки запасов, расположенных ниже дна карьера до отметки -600 метров, вводится в эксплуатацию высокопроизводительная система этажного принудительного обрушения с одностадийной выемкой и площадным выпуском руды (рис.2.). Данная система разработки является уникальной для алмазоносных месторождений Крайнего Севера, так как ранее подобного типа системы не применялись в подобных сложных климатических условиях. Также на руднике «Удачный» был запроектирован подвижный и сыпучий рудопородный предохранительный массив (далее - «предохранительная подушка»).

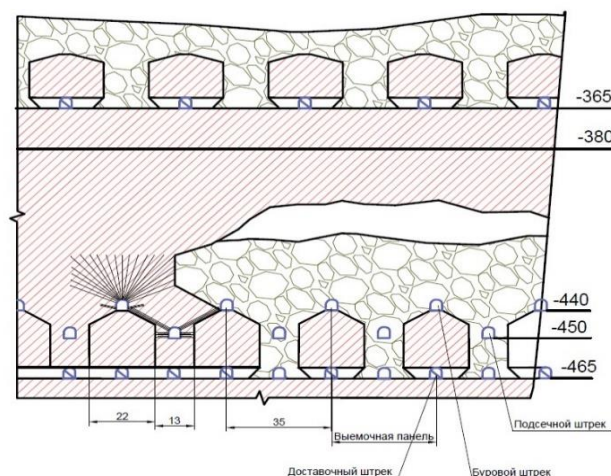


Рисунок 2. Элемент системы разработки этажного принудительного обрушения

Массив вмещающих пород, расположенный между ВРТ и ЗРТ, состоит из крайне нарушенных горных пород, особенно в зоне контакта. На абсолютной отметке



-580 м. данный массив по своему объему сопоставим с объемом обоих рудных тел, по мере углубления горных работ, управлять состоянием междутрубчатого массива не представляется возможным, в карьере отмечены активные процессы выколаживания бортов, которые постепенно опускаются на рудопородную подушку, ограничивая возможность безопасного выхода на дно карьера и визуального наблюдения за плавно обнажающимся массивом.

Внезапное неконтролируемое обрушение междутрубчатого массива на предохранительную подушку способно вызвать мощный динамический удар по нижележащим горным выработкам, создав опасную для персонала и оборудования ударно-воздушную волну. Проведенными исследованиями проанализирована вероятность наступления данного события, предложены варианты решения и обеспечения безопасности ведения горных работ с учётом горно-геологической и инфраструктурной обстановки на руднике «Удачный».

Результаты выполненного анализа фактического состояния и перспектив развития горных работ в ВРТ и ЗРТ свидетельствуют о необходимости разработки мероприятий по исключению опасных геомеханических ситуаций, обусловленных постоянным увеличением глубины горных работ. Для получения исходных данных использованы методы моделирования на моделях из эквивалентных материалов масштабных геомеханических процессов в блочных породных массивах [7, 8], разработанного в Санкт-Петербургском горном университете.

### **Литература**

1. Краткий отчет независимых экспертов о запасах и ресурсах месторождений алмазов группы компаний «АЛРОСА». Micon International Co Limited. 2018;
2. «Рудник «Удачный». Вскрытие и отработка запасов I очереди. Подготовка и отработка запасов до отм. -480 м». ОАО Институт «Уралгипроруда». 2014;
3. Отчет о НИР «Оценка устойчивости кимберлитов и вмещающих пород трубки «Удачная» на основе геомеханической классификации массива. Подготовка предварительных рекомендаций по проведению опытно-промышленных работ по креплению подготовительных и нарезных выработок». ОАО «Уралмеханобр». 2012;
4. Балек А. Е., Ефремов Е. Ю. Обоснование геомеханических условий подземной разработки алмазного месторождения «Трубка Удачная» // Инновационные геотехнологии при разработке рудных месторождений. 2016. С. 173-177;
5. Отчет о НИР «Опытно-промышленные испытания конструктивных элементов системы разработки этажного принудительного обрушения в условиях рудника «Удачный». ОАО «Уралмеханобр». 2013;
6. Бокий И.Б., Зотеев О.В., Пуль В.В. Анализ процесса оседаний породной подушки при отработке запасов западного рудного тела трубки "Удачная" по системе с обрушением. Горный журнал. 2019. №2. С. 43-46;
7. Zuev B. Yu., Zubov V. P., Fedorov A. S. Application prospects for models of equivalent materials in studies of geomechanical processes in underground mining of solid minerals // Eurasian mining. 2019. №1. С. 8-12;
8. Зуев Б.Ю., Зубов В.П., Смычник А.Д. Определение статических и динамических напряжений в физических моделях слоистых и блочных горных массивов // Горный журнал. 2019. №7. С. 61-66.



## **ВЛИЯНИЕ НАДЕЖНОСТИ БУРОВОГО, ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСОВ НА ЖИВУЧЕСТЬ ПЛАВУЧЕЙ ПЛАТФОРМЫ ТИПА SPAR**

*Джантемиров Малик Рамазанович (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,  
email: malik.dzhantemirov@mail.ru)*

**Аннотация:** В данной работе демонстрируется влияние вероятности множественных сценариев отказа оборудования различных блок-модулей верхнего строения на живучесть плавучей платформы типа SPAR (Single Point Anchored Reservoir). Живучесть, как свойство плавучих сооружений, может рассматриваться как критерий комплексной безопасности. Для исследования влияния сценариев отказа на живучесть строится дерево событий, построение которого начинается с иницилирующего первичного отказа (экстремальное воздействие), за которым в естественной последовательности следуют другие события. При проектировании платформ необходимо учитывать возможность экстремальных (запроектных) воздействий и принимать конструктивные решения, направленные на повышение их живучести, чтобы избежать катастрофических разрушений.

**Ключевые слова:** Вероятность отказа оборудования, живучесть платформы, плавучие платформы, дерево событий, безопасность, SPAR.

Существующие данные по аварийности на морских нефтегазодобывающих объектах не всегда полны, что связано со сложностью выявления аварий с небольшими утечками. Ниже приведены сведения о причинах аварий по материалам компании DNV (рисунок 1). Анализ аварийности на морских нефтегазодобывающих объектах, расположенных в разных регионах, выявил значительные различия в основных причинах происшедших аварий, связанные с региональными особенностями, так как географические условия и климатические характеристики района расположения морских объектов, тип характерных природных явлений может привести к различиям в интерпретации результатов природных воздействий [1].



*Рисунок 1. Причины аварий на морских нефтегазодобывающих объектах по данным DNV.*

Вместе с тем современные стандарты, предъявляемые к морским платформам, особенно работающим на арктическом шельфе, требуют обеспечить максимально безопасные условия для работы персонала на шельфовых месторождениях и оперативное проведение аварийно-спасательных работ в случаях возникновения нештатных или аварийных ситуаций на платформе. В связи с экстремальными природно-климатическими условиями Арктики, такими как наличие ледников, полярная ночь, крайне низкие температуры, нарушение связи между технологическими объектами по причине погодных условий, зачастую проведение подобных работ крайне ограничено. Этот факт обязывает проектировщиков технологических платформ закладывать в них способность компенсировать экстремальные нагрузки, возникающие в аварийных ситуациях и значительно превышающие проектные, и при этом продолжать функционировать в штатном режиме, а иногда восстанавливать в некоторой степени свои функции. Критерий, по которому оценивается данная способность, получил название «живучесть» [2].

Задача обеспечения живучести на этапах проектирования и строительства платформ является весьма значимой, так как любое аварийное прекращение добычи углеводородов влияет на срок окупаемости проекта освоения месторождения, что приводит к существенным убыткам.

Введение понятия живучесть в состав основных критериев, характеризующих общую безопасность морской платформы, позволит более обоснованно подходить как к





выбору основных технических решений на прединвестиционной стадии, так и к оценке текущего состояния объекта во время его эксплуатации.

### **Литература**

1. Освоение нефтегазовых месторождений континентального шельфа: учеб. пособие Ч. 2 Безопасность и риски при эксплуатации месторождений в Арктике. Харченко Ю.А., Оганов А.С., Богатырева Е.В. М.: ИЦ РГУ нефти и газа, 2018. - 295 с.
2. Ю.А. Харченко, Р.М. Тер-Саркисов, П.К. Калашников. «Критерий «живучесть» для технологических платформ на месторождениях арктического шельфа», / Ю.А. Харченко, Р.М. Тер-Саркисов, П.К. Калашников // Журнал «Территория нефтегаз», 12.12.2016 – 118 с.



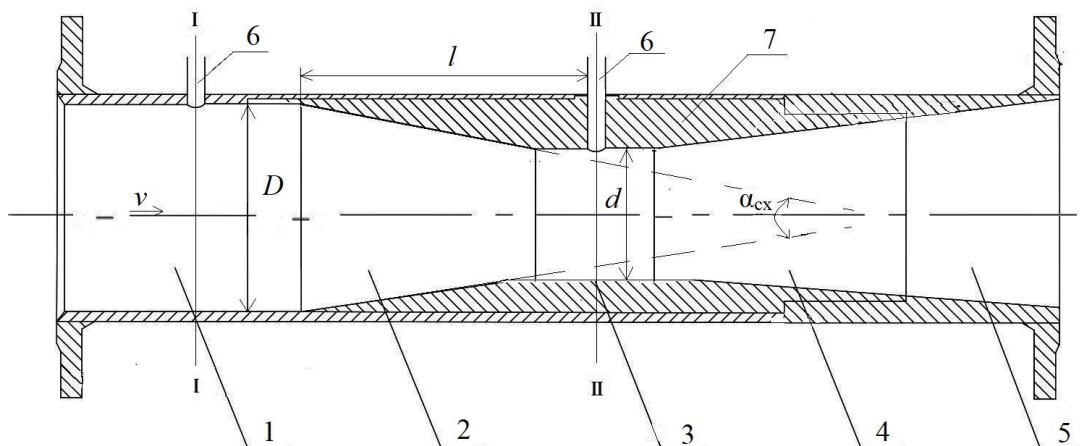
## АНАЛИЗ МЕТОДА РАСЧЁТА ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ПО ГИДРОСМЕСИ РАСХОДОМЕРОМ ПЕРЕМЕННОГО ПЕРЕПАДА ДАВЛЕНИЯ С СУЖАЮЩИМ УСТРОЙСТВОМ

Некоз К.С. \* (МГРИ, [nekozksy@mail.ru](mailto:nekozksy@mail.ru))

**Аннотация:** Анализируется метод расчёта расхода жидкости (гидросмеси), измеряемое расходомером типа трубы Вентури, которые применяются в настоящее время при гидротранспортировании твёрдого материала. Отмечается, что потери напора, возникающие при прохождении гидросмеси через сужающее устройство (конфузор) заменяется коэффициентом расхода, объединяющего несколько характерных признаков. Предлагается другой методический подход, основанный на теоретических разработках по гидромеханике И.Е. Идельчика и А.Д. Альтшуля. Отмечается, что потери давления при постепенном изменении сечения трубопровода зависят от угла сходимости  $\alpha_{сх}$  и соотношения  $d/D$ , а также от условий подхода жидкости  $l/d$ . С учетом этих параметров рекомендуются уравнения для определения коэффициента местного гидравлического сопротивления потерь напора жидкости.

**Ключевые слова:** расходомер, труба Вентури, конфузор, перепад давления, гидросмесь, расход жидкости, местные потери напора, уравнения, трубопровод, гидравлические сопротивления

К расходомерам переменного перепада давления ( $\Delta h$ ) относятся измерительные устройства, основанные на функциональной зависимости  $\Delta h$  от расхода  $Q$ , транспортируемого вещества (материала), создаваемого специальными неподвижными элементами, устанавливаемыми в трубопроводе. К стандартным (нормализованным) сужающим устройствам относятся диафрагмы, сопла, сопла Вентури, трубы Вентури, работающие по одному принципу действия: в трубопроводе, по которому протекает жидкость, устанавливается сужающее устройство (конфузор), создающее местное сопротивление потока. В результате перехода части потенциальной энергии давления в кинетическую средняя скорость потока в суженном сечении увеличивается, вследствие чего статическое давление в данном сечении становится ниже аналогичного перед сужающим устройством. Разность этих давлений тем выше, чем больше расход транспортирующей жидкости, поэтому может служить мерой расхода. Считается, что из всех сужающих устройств (диафрагм, сопел и т. д.) наиболее совершенными в гидравлическом отношении являются трубы Вентури (Рисунок 1).



**Рисунок 1.** Конструктивная схема расходомера гидросмеси переменного перепада давления труба Вентури

1 – входной участок, 2 – конфузор, 3 – горловина, 4 – диффузор, 5 – выходной участок,



6 – место отбора давления, 7 – вставка из твердых сплавов.

Эти расходомеры наиболее приемлемы для трубопроводного транспорта. Они представляют собой сужающее устройство, состоящее из входного участка, внутренний диаметр которого равен диаметру трубопровода, конфузора - усеченного конуса с центральным углом сходимости  $\alpha_{сх}$ , суженной цилиндрической части (горловины), внутренний диаметр которой меньше диаметра входной части, диффузора - усеченного конуса, соединенного с выходным участком, диаметр которого равен диаметру трубопровода.

В зависимости от условного диаметра, условного давления и материала трубы Вентури изготавливаются трех типов (табл. 1)

Таблица 1.

Технические характеристики труб Вентури

Тип труб	Относительная площадь	Диапазон чисел Рейнольдса	Коэффициент истечения С	Средняя квадратическая погрешность $\sigma$ , %
А	$0,15 \leq m \leq 0,5$ для трубопроводов $200 \text{ мм} \leq D \leq 1400 \text{ мм}$	$1 \cdot 10^5 - 2 \cdot 10^5$	0,98	2,5
		$2 \cdot 10^5 - 2 \cdot 10^6$	0,985	1,5
		Более $2 \cdot 10^6$	0,985	2
Б	$0,1 \leq m \leq 0,6$ для трубопроводов $100 \text{ мм} \leq D \leq 800 \text{ мм}$	$1 \cdot 10^5 - 1,5 \cdot 10^5$	0,976	1,5
		$1,5 \cdot 10^5 - 2 \cdot 10^5$	0,082	1
		$2 \cdot 10^5 - 2 \cdot 10^6$	0,984	1
		Более $2 \cdot 10^6$	0,984	0,7
В	$0,1 \leq m \leq 0,6$ для трубопроводов $50 \text{ мм} \leq D \leq 250 \text{ мм}$	$1 \cdot 10^5 - 1,5 \cdot 10^5$	0,977	2,5
		$1,5 \cdot 10^5 - 2 \cdot 10^5$	0,992	1,5
		$2 \cdot 10^5 - 2 \cdot 10^6$	0,995	1
		Более $2 \cdot 10^6$	0,995	1,5

Трубы Вентури типа А имеют сварную конструкцию из стальных листов, типа Б литую конструкцию с обработкой только цилиндрической горловины. Трубы Вентури типа В идентичны трубе Вентури типа Б, однако в них обработаны все внутренние поверхности, кроме диффузора. Трубы Вентури могут быть длинными (наибольший диаметр выходного конуса равен диаметру трубопровода) и короткими (диаметр выходного конуса меньше диаметра трубопровода). Их устанавливают на измерительных трубопроводах диаметром 50-1400 мм. Статическое давление в трубах Вентури отбирают через кольцевые камеры, соединённые с внутренней полостью отверстий полностью через отверстие диаметром 4-12 мм.

Обычно расчётные уравнения для измерения расхода жидкости различными авторами определяется из совместного решения уравнений Бернулли и неразрывности в двух сечениях (рис. 1):

$$\frac{P_1}{g \cdot \rho_B} + \frac{\alpha_1 \cdot v_1^2}{2g} = \frac{P_2}{g \cdot \rho_B} + \frac{\alpha_2 \cdot v_2^2}{2g} + \zeta_{1-2} \frac{v_2^2}{2g} \quad (1)$$

$$\omega_1 v_1 = \varepsilon \omega_2 v_2 \quad (2)$$

где  $P_1$  и  $P_2$  – давление соответственно во входном и суженном сечениях трубопровода;

$v_1$  и  $v_2$  – скорости движения жидкости в тех же сечениях;

$\rho_B$  – плотность жидкости;

$\omega_1$  и  $\omega_2$  – площади поперечного сечения входного участка трубопровода и горловины;



$\alpha_1$  и  $\alpha_2$  – «коррективы» скоростей;

$\varepsilon$  – коэффициент сжатия;

$\zeta_{1-2}$  – коэффициент потерь напора на трение в конфузорной части трубы.

Определив из уравнения (2) скорость  $v_1$ , подставив его в (1) и после преобразования получим уравнение для определения производительности насоса расходомером трубой Вентури в виде:

$$Q_{\Gamma} = \mu \cdot \alpha \cdot \sqrt{\frac{\Delta h}{\rho}} + h_m, \quad (3)$$

где  $Q_{\Gamma}$  - расход гидросмеси, м<sup>3</sup>/с;

$h_m$  - местные потери напора, м. вод. ст.;

$\Delta h$  - перепад давлений, измеряемый дифманометром, м. вод. ст.;

$\alpha$  – постоянная расходомера, зависящая от конструктивных особенностей и размера расходомера:

$$\alpha = \frac{\omega_2 \sqrt{2g}}{\sqrt{1 - \left(\frac{\omega_2}{\omega_1}\right)^2}}, \quad (4)$$

$\mu$  - коэффициент расхода, равный

$$\mu = \sqrt{1 - \frac{h_{\omega}}{\Delta h}}, \quad (5)$$

где  $h_{\omega}$  – потери напора в трубе Вентури между сечениями I-I и II-II (рис. 1). В монографии Института гидрологии и гидротехники Академии наук Украины отмечается, «так как нахождение  $h_{\omega}$  непосредственно из опыта представляет не преодолимые трудности, то определяются общие потери напора  $H_{\omega}$  во всей трубе, включая и диффузор. А при вычислении  $\mu$  вместо  $h_{\omega}$  принимают  $\frac{H_{\omega}}{2}$ , имея в виду, что такое допущение идет в запас».

Таким образом, в коэффициенте расхода  $\mu$  предлагается объединить все коэффициенты  $\varepsilon$ ,  $\alpha_1$ ,  $\alpha_2$ ,  $\zeta_{1-2}$ . В работах Юфина А.П., Шкундина Б. М., Лобачева В.Г., Карасика В.М., Чейшвили В.А., и других авторов, рекомендуется принимать его значения равным от 0.92 до 0.99 при числах Рейнольдса  $Re \geq 2 \cdot 10^6$ . В итоге, все перечисленные выше специалисты считают, что эти расходомеры жидкости не нуждаются в тарировке и могут быть использованы для измерения расхода гидросмеси с точностью до 2 %.

Нами предлагается другой подход к методу расчета расходомера труба Вентури, основанный на теоретических работах по гидромеханике Альтшуля А.Д. и Идельчика И.Е. рассматривается другой подход. Местные гидравлические сопротивления рассматривается оценивать как в плавно сужающем устройстве (конфузоре). Отмечается, что потери давления при постепенном изменении сечения трубопровода зависят от угла сходимости  $\alpha_{сх}$  и соотношения  $d/D$ , а также от условий подхода жидкости  $l/d$ . Поэтому для определения коэффициента местного сопротивления в конфузоре  $\zeta_{конф}$  рекомендуется уравнение

$$\zeta_{конф} = \zeta \left(1 - \frac{\omega_2}{\omega_1}\right), \quad (6)$$

где  $\omega_1$  и  $\omega_2$  – площади сечений соответственно до и после конфузора, а  $\zeta = f(\alpha_{сх})$ - коэффициент, обычно определяющийся опытным путем и имеющий минимальное значение 0,05-0,06 при углах сходимости  $\alpha_{сх} \approx 40-60^\circ$  и  $l/d > 0,5$  (по данным И.Е. Идельчика).

для практических расчетов коэффициент местного сопротивления конфузора можно определить по формуле



$$\zeta_{\text{конф}} = (0,05 - 0,06) \left(1 - \frac{\omega_2}{\omega_1}\right). \quad (7)$$

При этом, местные потери давления (напора) с учетом значений  $\zeta_{\text{конф}}$  можно определить по уравнению Вейсбаха:

$$h_{\text{м}} = \zeta_{\text{конф}} \cdot \frac{v^2}{2g} \quad (8)$$

где  $v^2$  - средняя скорость жидкости после прохода местного сопротивления.  
Таким образом, уравнение расхода жидкости (3) принимает вид:

$$Q_{\Gamma} = \alpha \cdot \sqrt{\frac{\Delta h}{\rho}} + \left[ (0,05 - 0,06) \left(1 - \frac{\omega_2}{\omega_1}\right) \right] \frac{v^2}{2g} \quad (9)$$



## **ПРОБЛЕМА БРЫЗГОВОГО ОБЛЕДЕНЕНИЯ ОБЪЕКТОВ МОРСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО ПРОМЫСЛА**

*Мишин В.А. (РГУ нефти и газа имени 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%. Исходя из этого имеет место предположение, что освоение шельфовых ресурсов углеводородов должно стать приоритетной стратегической задачей Российского нефтегазового сообщества.

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.

Брызговое обледенение – характерное природное явление для морских объектов. При проектировании инженерных сооружений, предназначенных для объектов морского нефтегазового промысла, стоит уделить особое внимание данному явлению.

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.

В работе проведен анализ природно-климатических условий Арктики, результатом данного анализа стало построение карты с выделением участков арктического шельфа подверженных брызговому обледенению.

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.

Проанализирован мировой опыт противодействия данному явлению (на примере морских судов), сделаны выводы сильных и слабых сторонах данных методов, а также предложено свое технологическое решение (обогрев с использованием разветвлённой системы труб, для увеличения температуры поверхности, потенциально подверженной



брызговому обледенению). На основании модели конвективного теплообмена, с использованием критериев подобия, проведены технические расчеты данного метода и сделан вывод о его целесообразности и эффективности.

### **Литература**

1. Айбулатов Н.А. Гордеев В.В., и др. Геоэкология шельфа и берегов морей России. - М.: Ноосфера, 2001.
2. Альхименко А.И., Беляев Н.Д., Фомин Ю.Н. Безопасность морских гидротехнических сооружений. -М.: Лань. 2003.
3. Аксютин Л.Р. Обледенение судов. –М.: Судостроение, 1979 .



## ВЕЩЕСТВЕННЫЙ СОСТАВ ЗОЛОТО-СЕРЕБРО-ПОЛИМЕТАЛЛИЧЕСКОГО ТИПА РУД УЧАСТКА ЧИНАРСАЙ

*Халиков О.А.\* (ГОСКОМГЕОЛОГИИ Узбекистан, ГП «Институт минеральных ресурсов» г.Ташкент, okiljon.xalikov@mail.ru)  
Печерский Р.Д (ГОСКОМГЕОЛОГИИ Узбекистан, ГП «Институт минеральных ресурсов» г.Ташкент, 4ay.russell@gmail.com)*

**Аннотация:** Были изучены вещественного состава следующих типов руд: 1) золото-серебряная руда участка Чинарсай; 2) золото-серебряная руда с полиметаллами; 3) Собственно полиметаллическая руда участка Чинарсай;

**Ключевые слова:** руда, типы руд, вещественный состав, химический, минеральный состав, гравииобогащения, золото, серебро, свинец, цинк, медь, Чинарсай, Хандиза, Узбекистан.

Участок Чинарсай расположен вблизи месторождения Хандиза [1] и является одним из перспективных объектов Южного Узбекистана. Участок характеризуется весьма сложным геологическим строением, обусловленным большим распространением различных по возрасту и составу интрузивных, эффузивных и осадочных образований, наличием крупных региональных разломов, множеством мелких тектонических нарушений и обширными площадями гидротермально – измененных пород. В последние годы на Чинарсайском участке проводились минералого – геохимические исследования по изучению вещественного состава руд [2]. В статье использованы отчетные материалы В.Д.Цоя, 2018г.

В результате исследований на участке выделен золото-серебро-полиметаллический тип руд, определен его химический и минеральный состав, дана петрографическая и минералогическая характеристика. Были определены содержания золота, серебра, свинца, цинка и др. сопутствующих элементов в исходных пробах, а также в продуктах гравииобогащения. Установлены характер распределения золота, серебра, свинец и цинка по продуктам гравитационного обогащения и их формы нахождения. В рудах присутствует свободное самородное золото, серебросодержащие минералы (акантит, полибазит, пираргирит), пиритом, и резко подчиненным количеством арсенопирита, халькопирита, галенита, сфалерита, блеклой руды.

Ниже приводится описание основных минералов и их взаимоотношения.

*Золото самородное.* Встречено в аншлифах и брикетах. Размер золотинок от 0,01 до 0,08 мм, преобладают размеры 0,01-0,04 мм. Цвет ярко-желтый, с красноватым оттенком. Форма золотинок точечная, линзовидная, треугольная, вытянутая вдоль трещин в пирите. Золото встречается по трещинам в пирите, где оно сростается либо с галенитом, либо с блеклой рудой; часто золото нарастает на пирит. Отмечаются сростки золота с халькопиритом, халькозином; агрегативные сростания – галенит, сфалерит, блеклая руда, золото (рис.1).

*Акантит.* Отмечаются единичные зерна в нерудной массе. Обычно это ксеноморфные зерна, с отражательной способностью около 30% (чуть ниже, чем у галенита). Цвет серый со слабо зеленовато-голубоватым оттенком. Слабо анизотропный, часто подвержен световому травлению. Рельеф низкий из-за этого на поверхности крупных зерен видна штриховка.

*Полибазит.* Встречен в виде единичных зерен в сростании с галенитом, сфалеритом. Имеет стандартные оптические характеристики. Отражательная способность около 30%, серый с зеленоватым оттенком, слабо анизотропный,





затравливается, имеет красноватые внутренние рефлексии. В полибазите встречаются включения халькопирита. Форма зёрен ксеноморфная.

*Пираргирит* отмечается в аншлифах. Точечные, ксеноморфные зерна в сфалерите. Отражательная способность около 30%, цвет белый со слабым голубоватым оттенком. Сильно анизотропный с цветными эффектами, двуотражает.

*Пирит*. Содержания минерала в данном типе руд ~8,6%. Встречаются кристаллы пирита в сфалерите, часто совместно с галенитом. Довольно часто агрегативные скопления пирита подвержены катаклазу с последующей цементацией обломков галенитом (рис.1).

*Сфалерит*. Содержание минерала в средней пробе 12,1%, в концентратах от 18,5 до 20,9%. Минерал присутствует в виде вкраплённости, ксеноморфных зерен или агрегативных скоплений и сплошных массивных скоплений. Сфалерит образует тесные сростания в первую очередь с галенитом; халькопиритом в виде эмульсионной вкраплённости.

*Халькопирит*. Относится к распространенным минералам полиметаллических руд, содержание его 0,5-2%. Халькопирит отмечается в виде эмульсионной вкраплённости и более крупных выделений в сфалерите и около него. Ассоциирует кроме сфалерита с галенитом, блеклой рудой, пиритом, сульфосолями серебра. Часто по халькопириту развиваются вторичные сульфиды меди - халькозин и ковеллин.

*Арсенопирит*. Встречается в виде частых зерен (<0,5%). Размер зерен 0,01-0,02 мм. Форма ромбическая. Встречаются свободные зерна и сростки со сфалеритом, галенитом.

*Галенит*. Содержание минерала в концентратах 2,3-3,46%. Форма проявления – неравномерная вкраплённость, агрегативные скопления (рис.1).

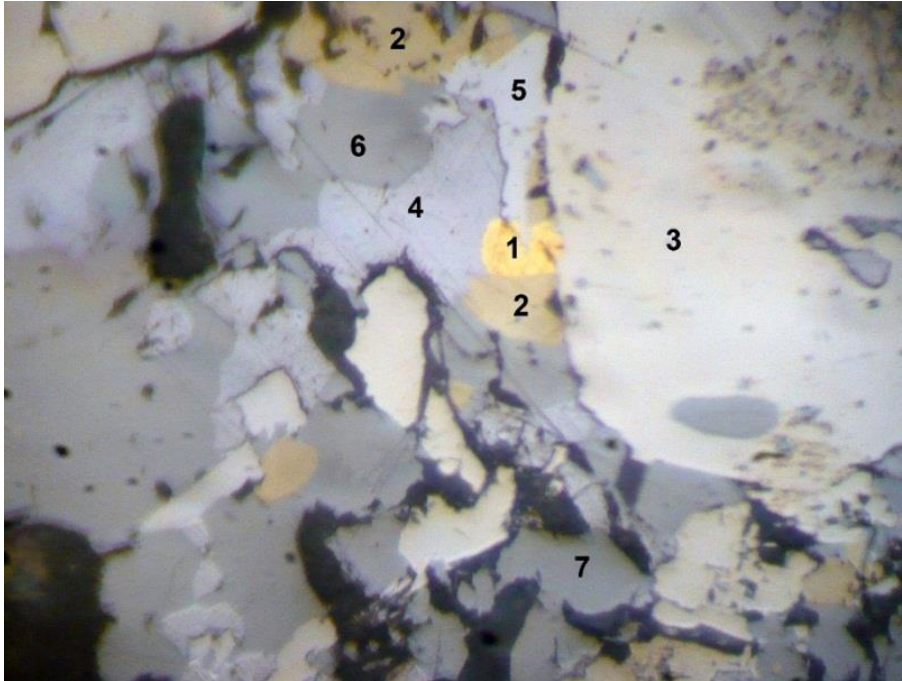
*Блеклая руда (теннантит)*. Широко распространенный минерал. Встречается в виде ксеноморфных зерен, кайм, вростков в другие минералы; включений в галените, сростается с самородным золотом, сфалеритом, галенитом; образует сложные полиминеральные агрегаты. Выполняет трещины в пирите, совместно с золотом, нарастает на золотины (рис.1).

*Магнетит*. Встречается в аншлифах и брикетах, изготовленных из концентратов проб-протолок. В аншлифах магнетит часто замещается гематитом, образуя ажурные и сплошные каймы.

*Гематит*. Встречается в ассоциации с магнетитом, пиритом и реже с галенитом. Каймообразные выделения вокруг магнетита имеют толщину полос до 0,0п мм. Цвет минерала серый с голубоватым оттенком, отчетливо виден на фоне кремоватого магнетита. Отражательная способность около 30%, анизотропный, иногда наблюдаются красные рефлексии.

*Выводы*. 1. Наличие всех описанных минералов служит основанием для общей положительной оценки перспективности участка Чинарсай на золото-серебро-полиметаллического оруденение.

2. Характеристика основных рудных минералов их свойств, ассоциаций поможет в разработке схемы обогащения руд.



*Рис.1 Золото самородное в сростках с халькопиритом и пиритом; 1-золото самородное, 2-халькопирит, 3-пирит, 4-галенит; 5-арсенопирит, 6-блеклая руда 7-сфалерит. Увел. 400<sup>x</sup>; без анализатора.*

## Литература

1. Рудные месторождения Узбекистана. НИИМР-2001г., 661 с.
2. Хабибуллаева Г.Р. «Технологическая минералогия золото-сульфидных руд месторождений Чинарсай и Кокпатас и ее значение при разработке способов извлечения благородных металлов», Автореферат дисс. Phd по геол.-мин. наукам. Ташкент – 2019г., 44с.



## ГОРНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ГВИНЕИ

*Барри Альфа Мамаду (МГРИ, alphabaryost95@gmail.com)*

Горнодобывающая промышленность Республики Гвинея: особенности и перспективы развития

**Аннотация.** Состояние и развитие горнодобывающей промышленности тесно связано с состоянием и развитием всей экономики страны. Во многих развивающихся странах Африки горнодобывающая промышленность составляет основу промышленного потенциала и экспорта. Республика Гвинея имеет огромный потенциал минеральных ресурсов, добыча, которых носит большие надежды на экономическое развитие, как и во всех странах с горнодобывающей традицией. Несмотря на значительный потенциал добычи и 40 лет добычи в своем активе, еще не удалось поставить горнодобывающую деятельность на службу своего развития. А также существуют споры и политические конфликты в некоторых месторождений полезных ископаемых, находящихся на границах со соседними странами, которые негативно влияют на развитие отрасли, местных обществ и устойчивость региона в целом.

В статье представлен горнодобывающий потенциал Республики Гвинея, эволюция отрасли и основные горнодобывающие предприятия. Рассмотрены вопросы современного состояния горнодобывающей промышленности, её влияние на экономическое развитие Гвинеи. Проанализирован эволюция отрасли, привлекательности инвестиционного климата, и ее вклад в экономике. Выделены основные проблемы, влияющие на развитие отрасли, предлагаются пути их решения.

**Ключевые слова:** Республика Гвинея; горная промышленность; экономический потенциал; доходы; налоги; предприятия; экономическое развитие.



Гвинейский горнодобывающий сектор, являющийся приоритетным сектором роста, таким как сельское хозяйство и энергетика, основан на концентрации минеральных ресурсов, признанных одним из важнейших в мире: бокситы (40 млрд. тонн бокситов к 40 %  $Al_2O_3$ ), железная руда (20 млрд. тонн высокого качества), золото (несколько



тысяч тонн), алмазы (как правило, ювелирного качества), а также существенные показатели урана, графита, меди и нефти.

Золото: более 19,5 тонн в год (это составляет 10% всей добычи золота в Африке);

Алмаз: в среднем 700 000 каратов в год (2010-2015 гг., Полностью кустарное производство).

### **Актуальная ситуация**

Минеральные ресурсы страны до сих пор недостаточно использовались.

С 2013 года правительство Гвинеи внедрило новую политику в области добычи полезных ископаемых, цель которой заключается в повышении прибыльности для инвесторов, расширении базы налоговых поступлений страны и увеличении добавленной стоимости на местном уровне по 5 основным направлениям:

1. активизировать геологические исследования.
2. Переработка сырья.
3. Реструктуризация и консолидация горнодобывающих компаний со смешанной экономикой.
4. Содействовать частным инвестициям.
5. Провести реформу правовой, фискальной и институциональной среды в горном секторе.

### **Боксит Гвинеи.**

глинозема. Запасы гвинейского боксита оцениваются более чем в 40 миллиардов тонн, из которых 23 миллиарда тонн находятся в регионе Боке.

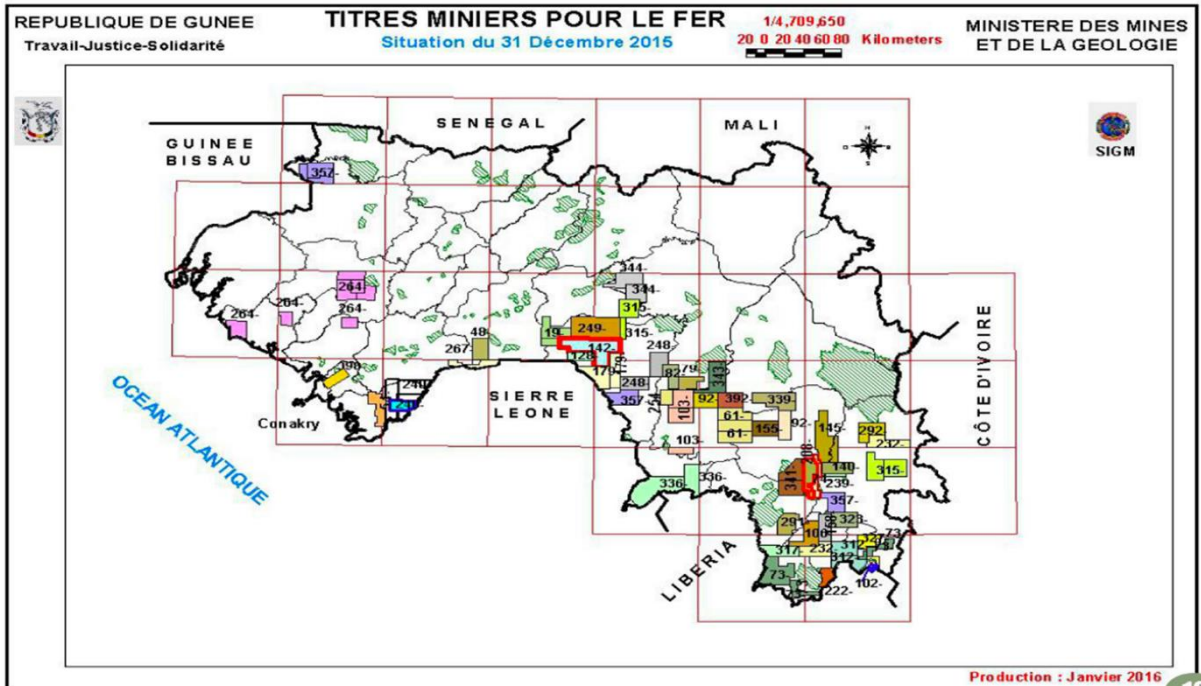
Второй по величине экспортер в мире: Гвинея обладает 2/3 мировых запасов бокситов.

В связи с недавним выходом на рынок новых промышленных предприятий в Гвинеи и увеличением производственных мощностей действующих операторов, страна может достичь годового объема производства от 40 до 60 миллионов тонн с 2019 года с целью 100 миллионов тонн в год.

### **Железо Гвинеи.**

Гвинея обладает крупнейшими в мире неиспользованными запасами железной руды. Эта руда исключительного качества, т.к. имеет содержание железа часто превышающее 65%.

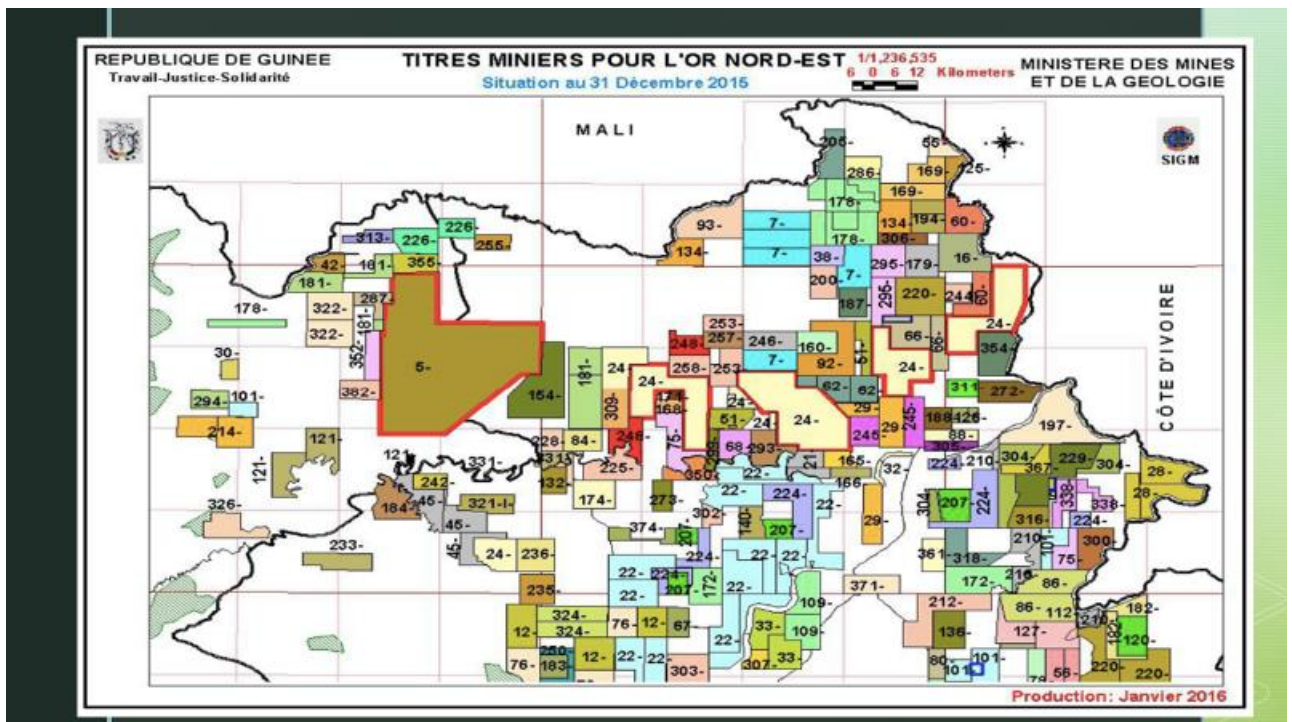
На юго-востоке Гвинеи, на горе Симанду, располагается одно из крупнейших рудных месторождений с высоким содержанием железа (около 65%). Симанду также является крупнейшим строительным проектом в мире по добыче полезных ископаемых, но сначала необходимо обеспечить доступ к порту и доставку железнодорожным транспортом.



### Золото Гвинеи.

Гвинея добывает 8-10 тонн золота в год. Потенциальные запасы оцениваются в 700 тонн. Общий потенциал оценивается в более чем 10000 тонн золота.

В северо-восточной части Гвинеи находится большое месторождение золота.

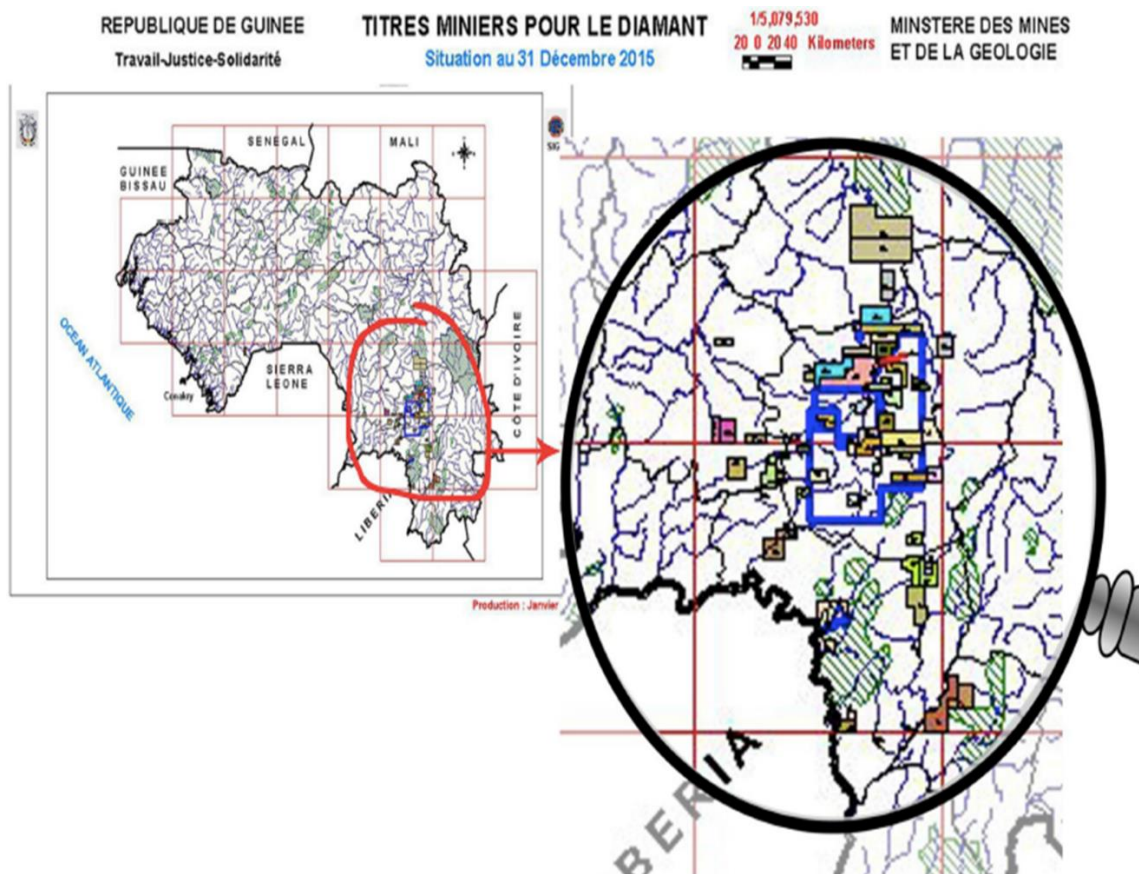




## Алмазы Гвинеи

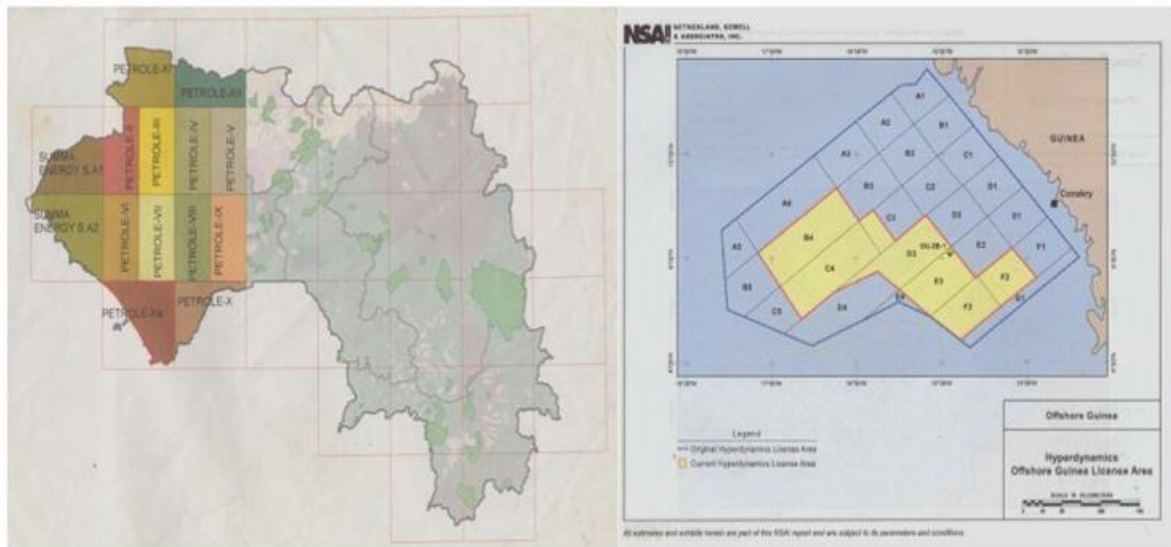
Гвинея обладает огромными запасами алмазов: от 30 до 40 миллионов каратов разведанных запасов, 500 миллионов каратов вероятных запасов.

Гвинея является активным участником Кимберлийского процесса, международной инициативы по сертификации необработанных алмазов, целью которой является содействие прозрачности в этом секторе.



## Нефть.

Разведан потенциал, разведка и эксплуатация нефтяных ресурсов на суше и на море. Республика Гвинея приняла в 2014 году новый нефтяной кодекс и совсем недавно Национальное нефтяное управление.



**Onshore = 14 blocks,  
around 40.000 Km<sup>2</sup>  
Encouraging results**

**Offshore = 22 blocks,  
around 80.000 Km<sup>2</sup>  
A large undeveloped basin**

## Заклучение

Гвинея имеет значительные инвестиционные возможности для освоения ресурсов недр республики, в том числе, есть желание достигнуть уровня добычи в 100 млн. тонн бокситов в год.

Однако при этом не следует забывать об экологической ответственности. Поэтому надо уже сейчас озадачиться использованием наилучших доступных технологий.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Rapport ITIE 2013 Guinée. Comité de Pilotage de l'ITIE-Guinée Conakry – REPUBLIQUE DE GUINEE, décembre 2015 / Отчет ITIE 2013 Гвинея. Руководящий комитет ITIE Гвинея-Конакри – Республика Гвинея, декабрь 2015 г. <http://www.itie-guinee.org/>.
2. Министерств горной промышленности и геологии. <http://mines.gov.gn/>.
3. ЦРУ. <https://www.cia.gov/>.
5. Всемирный банк. <https://www.worldbank.org>.
6. Горный кодекс Рес. Гвинея от 2011 г.
7. Горнорудная палата Гвинея <http://chambredesminesgn.com/>.