



РОСГЕОЛОГИЯ | ЮЖМОРГЕОЛОГИЯ



РОСГЕОЛОГИЯ | ЦГЭ

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ ТЭК РЕГИОНОВ РОССИИ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ - "РОСГЕО НЕФТЕГАЗ"

Сборник трудов конференции

Геленджик, 27-31 мая 2019 г.

УДК 550.8:553.98

Геолого-геофизические исследования нефтегазоносных территорий: научные и прикладные аспекты: сборник материалов научно-практической конференции «Актуальные проблемы развития ТЭК регионов России и пути их решения - «РосгеоНЕФТЕГАЗ-2019». 27-31 мая 2019 г., Геленджик, АО «Южморгеология». – Санкт-Петербург: АО «ВНИГРИ», 2019. – 166 с.

В сборнике содержатся материалы докладов (*), представленных на научно-практической конференции Российского геологического холдинга «Росгеология» «Актуальные проблемы развития ТЭК регионов России и пути их решения - «РосгеоНЕФТЕГАЗ-2019», проведенной на базе АО «Южморгеология». Тематика докладов разнообразна и охватывает вопросы обоснования перспективных направлений работы на нефть и газ, методы и методики геофизических исследований, проблемы и перспективы совершенствования нормативно-правового регулирования в сфере геологоразведочных работ.

*- материалы докладов публикуются в авторской редакции.

Редакционная коллегия: д. г.-м. н., проф. А.В. Соловьев (председатель), д. г.-м. н. В.М. Юбко, А.С. Басов.

Ответственный за выпуск: Е.В. Матвеевко.

RosgeoOil&Gas-2019, 27-31 May, 2019, Gelendzhik, JSC Yuzhmogeologiya, St. Petersburg, VNIGRI, 2019, 166 p.

The topics are very variable and they include the issues of feasibility of emerging aspects for oil and gas operations, methods and techniques of geophysical survey, challenges and prospects for improvement of the legal and regulatory issues for geological exploration.

The reports content is published as the authors' edition.

Advisory board: PhD in Geological and Mineralogical Sciences, Proff. A.V. Soloviev (chairman), PhD in Geological and Mineralogical Sciences V.M. Yubko, A.S. Basov.

Issue executive officer: E.V. Matveenko.

Содержание

Авторы, Наименование	№ стр
<i>Астахов С.М., Хардииков А.Э (ООО «НК «Контики»)</i> Геологические экспедиции – эффективное решение задач современной геологоразведки на нефть и газ.	6
<i>Астахов С.М. (ООО «НК «Контики»)</i> Изменение генерационных параметров органического вещества в разломных зонах и учет динамокатагенеза в моделировании углеводородных систем	12
<i>Глазырин Е.А. (АО «Южморгеология»)</i> Геоморфология и литодинамика подводных каньонов как фактор освоения углеводородных ресурсов	18
<i>Джангиров М.Ю., Ковальский Д.Г., Молочный В.Г. (АО «ЦГЭ»)</i> Проблемы и перспективы изучения сейсморазведочными работами МОГТ Предпатоцкого краевого прогиба в пределах Иркутской области	23
<i>Диева Н.Н., Кравченко М.Н., Мурадов А.В. (РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М.Губкина)</i> Анализ возможности применения технологии тгхв для активации генерационной способности керогеносодержащих коллекторов	28
<i>Еремеев А.Г. (АО «Южморгеология»)</i> Подготовка работников рабочих профессий по безопасности и охране труда в геологоразведочных организациях	32
<i>Ефимов А.С. (ФГБУ «ВНИГНИ»)</i> Районирование территории Восточной Сибири по возможностям сейсмогеологического изучения структурно-тектонических и седиментационно-емкостных свойств разреза рифейско-вендских и палеозойских отложений	38
<i>Ефимов В. И. (АО «Краснодарнефтегеофизика»)</i> Перспективы нефтегазоносности приосевой части Западно-Кубанского прогиба	41
<i>Заднепровская М.В., Лыгин В.А. (АО «Южморгеология»)</i> Комплексирование геофизических методов для прогноза перспектив нефтегазоносности (на примере Байдарацкой губы, Карское море)	44
<i>Завалишин А.А. (АО «Южморгеология»)</i> Опыт проведения экологического мониторинга в зоне арктического шельфа	47
<i>Казаис В.И. (АО «Таймыргеофизика»)</i> Стратегия изучения труднодоступных районов Арктики на основе высоких геотехнологий	49
<i>Каптановская О.О., Инюшкина А.А, Гейдеко Т.В. (АО «ЦГЭ»)</i> Изучение геологического строения Тарейской площади в пределах центральной части Таймырского полуострова с целью выделения новых поисковых объектов.	53
<i>Козионов А.Е., Постникова О.В.(РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М.Губкина)</i> Рифейские карбонаты аладьинской свиты – новый перспективный объект поисково-разведочных работ на нефть и газ на западе Сибирской платформы.	57
<i>Казаис В.И., Кушнир Д.Г. (АО «Таймыргеофизика»)</i> Нефтегазоносность Таймыра по результатам региональных работ МОГТ	61
<i>Левицкая М.С., Круглякова М.В., Сенин Б.В. *, Левицкий А.А. (АО «Южморгеология», * - АО «Союзморгео»)</i> Углеводородный потенциал Яно-Индигирской впадины	65
<i>Корчагин О.А., Мейснер Л.Б., Круглякова М.В., Круглякова Р.П. (АО Росгеология, АО «Южморгеология»)</i> Предварительные результаты изучения перспектив нефтегазоносности Северо-Енисейского района	69
<i>Мейснер Л.Б. (АО «Южморгеология»)</i> Тектоника Северо-Енисейского района, перспективного для поисков залежей углеводородов	73

14-я конференция «Актуальные проблемы развития ТЭК регионов России и пути их решения - РосгеоНЕФТЕГАЗ»

Мордасова А.В. ¹ , Сулова А.А. ¹ , Ступакова А.В. ¹ , Еришова Д.К. ¹ , Гилаев Р.М. ¹ (¹ МГУ им. М.В. Ломоносова)	77
Нижнемеловые клиноформы Баренцево-Карского шельфа: новые объекты поиска скоплений углеводородов	
Никифорова Е. А. (Департамент по недропользованию по Центр-Сибирскому округу)	81
Недропользование и перспективы открытия новых залежей углеводородов в Красноярском крае	
Пронина А. В. (ООО «ИТЦ «ЗемЛесПроект»)	85
Особенности оформления разрешительной документации на лесные участки для выполнения полевых сейсморазведочных работ в Красноярском крае	
Рудаков А. В. (АО «Южморгеология»)	90
Приемо-регистрационный комплекс как главная проблема сейсморазведки в транзитной зоне	
Самусев Д.Д., Волошина В.Н., Харченко В.М. (Институт нефти и газа, Северо-Кавказский федеральный университет)	96
Концепция проекта географо-геоэкологических исследований Крыма с целью оценки и прогноза экологических условий, рудонефтегазоности и сейсмичности.	
Севастова И. А. (АО «Южморгеология»)	98
Государственная экологическая экспертиза: наиболее распространенные проблемные моменты и пути их решения	
Семендуев М.М., Шкирман Н.П. (ОАО «Краснодарнефтегеофизика»)	107
Обоснование новых направлений поисков и разведки нефти и газа в пределах южных регионов россии.	
Семендуев М.М., Шкирман Н.П. (ОАО «Краснодарнефтегеофизика»)	111
Возможности совершенствования технологий поисков и разведки нефти и газа регионов россии на основе комплексирования геофизических методов	
Сенин Б.В., Леончик М.И (АО «Союзморгео»)	115
О перспективах поиска нефти на Приновоземельском Форланде (Баренцево море)	
Серебряков А.А. (АО «Южморгеология»)	119
Оценка эколого-геологических условий морской части листа L-39 по результатам картосоставительских работ масштаба 1:1 000 000	
Сметанин А.В., Марченко А.К., Марченко И.Н. (АО «Иркутскгеофизика»)	123
МГЗ – процессинг площадных гравитационных аномалий при региональных нефтегазописковых работах	
Соловьев, А.В., Юбка В.М., Круглякова М.В., Мейснер Л.Б., Прокопцева С.В., Левицкая М.С. (АО «Южморгеология»)	124
Перспективные направления геологоразведочных работ на нефть и газ	
Старосельцев В. С., Дивина Т. А., Муратов М. И. (АО «СНИИГГиМС»)	130
Дистанционный метод прогноза перспективных на углеводороды поднятий	
Тельбухов В.А., Исмагилов Д.Ф., Хортов А.В. (ООО «ГГС-Хазар»)	133
Деструктивные зоны Каспия по данным высокоразрешающей сейсморазведки	
Телятников С. В. (АО «Южморгеология»)	137
Инженерно-экологические изыскания в пределах Аяшского участка недр	
Фоменко В.А. ¹ , Пучкова Т. Н. ² (¹ АО «Южморгеология», ² Филиал ЮФУ)	138
К вероятности комбинаторного сочетания опасных величин осадков и землетрясений в пределах Азово - Черноморского побережья Краснодарского края	
Фоменко В.А., Шестопалов В.Л., Карцева М.В., Дмитриенко Л.Ф., Куликова В.В.(АО «Южморгеология»)	146
Модернизация сети пунктов наблюдений государственного мониторинга и совершенствование алгоритма обработки результатов наблюдений для повышения качества оценки эндогеодинамического состояния и сейсмической активности недр в пределах Азово-Черноморской прибрежно-шельфовой зоны	

14-я конференция «Актуальные проблемы развития ТЭК регионов России и пути их решения - РосгеоНЕФТЕГАЗ»

<i>Чеченев Д.С., Гейдеко Т.В., Царёва С.А. (АО «ЦГЭ»)</i> Влияние сдвиговой тектоники на формирование ловушек углеводородов в Енисей-Хатангском региональном прогибе	150
<i>Шейков А.А. (АО «Южморгеология»)</i> Перспективы нефтегазоносности морской части листа L-39 (Астрахань)	153
<i>Шейков А.А. (АО «Южморгеология»)</i> Перспективы нефтегазоносности морской части листа L-37 (Ростов-на-Дону)	158
<i>Шевцова Н.Т., Круглякова Р.П. (АО «Южморгеология»)</i> Включение геохимической съемки в комплекс геолого-геофизических работ на нефть и газ на акваториях (опыт работы АО «Южморгеология»)	163

Астахов С.М., Хардинов А.Э

(ООО «Нефтепоисковая компания «Конттики», S@kontiki-exploration.com)

Геологические экспедиции – эффективное решение задач современной геологоразведки на нефть и газ.

Геологические экспедиции – без них невозможно было представить поиски нефти и газа в довоенный период. Во второй половине XX столетия молоток, как средство получения новых знаний сменился на геофизическое оборудование. Однако, за последние 10 лет наметилась тенденция возобновления изучения разрезов целевых осадочных комплексов в обнажениях. В этой связи компаниями организовываются геологические экспедиции в зонах геологоразведочных работ, как в территориальной части, так и в акватории (на сопредельной суше) продолжительностью от 2 недель до 2 месяцев с участием собственных и приглашенных специалистов. Это обусловлено:

а) разработкой и внедрением новых лабораторных методов исследования, для их применения необходим сбор нового каменного материала;

б) появлением новых поверхностных нефте- и газопроявлений в регионах с активной сейсмичностью и тектоническими движениями;

в) необходимостью использования данных строения и стратиграфии осадочных комплексов, обнажающихся на поверхности, с сейсмостратиграфическими моделями.

1. ПРОБОТБОР. Традиционный метод позволяет решать широчайший круг задач, от построения литолого-фациальных карт для прогноза коллекторов до оценки генерационного потенциала отложений. В условиях использования моделирования углеводородных систем — это направление становится актуальным. Сегодня компаниями создаются собственные библиотеки кинетических спектров материнских отложений, которые используются в бассейновом моделировании. Пример на рисунке 1 показывает различия в оценках перспектив нефтегазоносности территорий с использованием кинетических спектров по образцам, отобраным в ходе полевых экспедиций и без таковых. Внизу изображены результаты моделирования УВ-систем в Южно-Торгайском прогибе с учетом кинетических спектров реакций преобразования ОВ отобранных образцов кендерлыкского сланца и коркинского угля. Посередине приведены рассчитанные аккумуляции с использованием стандартных кинетических спектров из библиотеки программного продукта. Важным выводом является увеличение этажа нефтегазоносности в объекте, расположенном по центру профиля и появление аккумуляции в «западном» объекте (выделение желтыми прямоугольниками).

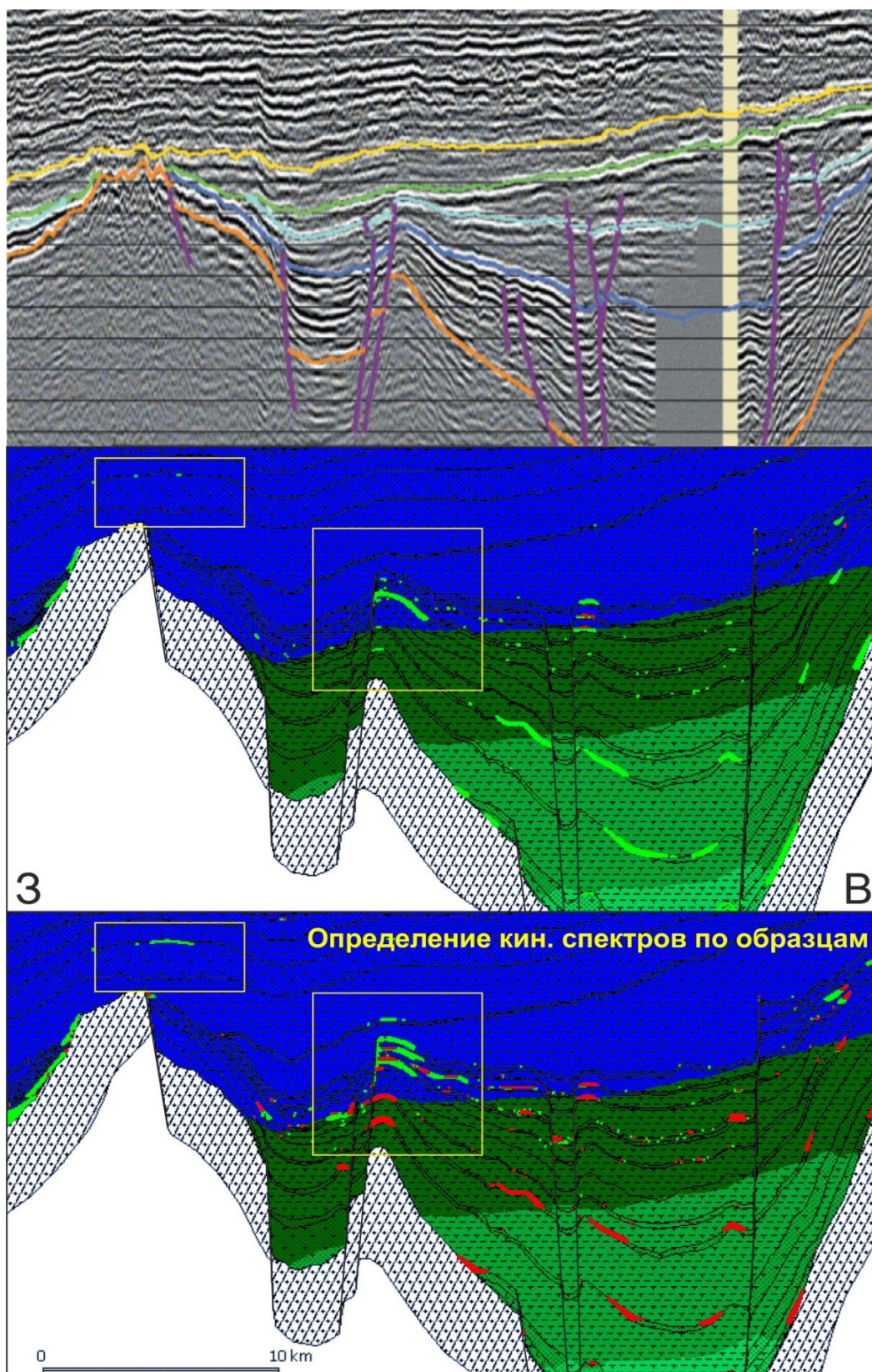


Рисунок 1. Результаты моделирования УВ-систем в Южно-Торгайском прогибе с использованием: (посередине) стандартных кинетических спектров; (внизу) кинетических спектров, определенным по образцам коркинского угля и кендерлыкского сланца. Желтыми квадратами показаны зоны перспективных объектов. Вверху – сейсмический разрез.

2. ПОВЕРХНОСТНЫЕ ПРОЯВЛЕНИЯ УВ. За период экспедиционных исследований (2 месяца) на Сахалине нами открыто более 10 новых нефте- и газопроявлений. Большинство нефтепроявлений связывается с Невельским землетрясением (магнитуда 6,8), в результате которого на полтора метра поднялся Невельский бенч. Кроме нефтепроявлений в известных стратиграфических единицах, впервые встречено проявление легкой нефти в пласте угля, что вместе с новыми лабораторными данными по-новому позволило смотреть на перспективы угленосных отложений региона.

На Кавказе круглогодично осуществляются полевые маршруты от Тамани до Эльбруса. Здесь выявлены десятки ранее не описанных нефтепроявлений (рисунок 2), которые мы связываем как с современной сейсмичности, так и с рядом антропогенных факторов. По данным местных жителей новые нефтепроявления наблюдаются после проведения сейсморазведочных работ с применением вибраторов, а также после искусственного изменения ландшафта. В ряде случаев этот прямой признак указывает на наличие залежей в неглубоких горизонтах.

На малоизученных территориях поиск макропроявлений – это тоже прямой метод оценки перспектив. Например, в районе хребта Каратау Южного Казахстана нами встречено проявление нефти недалеко от перспективных структур Чу-Сарысуйского бассейна.

3. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ МАТЕРИАЛОВ. Третьим и не менее важным приложением полевых экспедиционных работ является детальное картирование выходов различных стратиграфических подразделений для правильной стратиграфической привязки при интерпретации сейсморазведочных профилей. На одном из примеров на Кавказе показан профиль, который своим южным окончанием проходит по хорошо обнаженной территории (рисунок 3). В первом случае (внизу на рис. 3) интерпретаторы для установления границ отражающих горизонтов, судя по всему, не использовали данные геологической съемки масштаба 1:200000. Однако при совмещении линии положения разреза с геологическими картами, оказалось, что стратиграфическая привязка границ отражающих горизонтов нуждается в существенной корректировке. Это коренным образом изменяет выделение перспективных объектов в чокракских отложениях (показаны желтой заливкой). Внизу на рис. 3 авторы (Отчет к Государственному контракту, 2008) не интерпретировали чокракский горизонт, поэтому нами нанесено предположительное его распространение, учитывая положение кровли эоцена. Кроме стратиграфической привязки важными

Геленджик, 27 -31 мая 2019 г.

являются такие общераспространенные задачи, как картирование разломов, пликативных дислокаций и уточнение элементов залегания пород, что позволило улучшить качество интерпретации и выделения границ объектов.



Рисунок 2. Новые нефтепроявления на Западном Кавказе. А), б), д), е) – архивные космоснимки, на которых нет нефтепроявлений. В), ж) – современные космоснимки, на которых отмечены проявления нефти. Г), з) – фото проявлений.

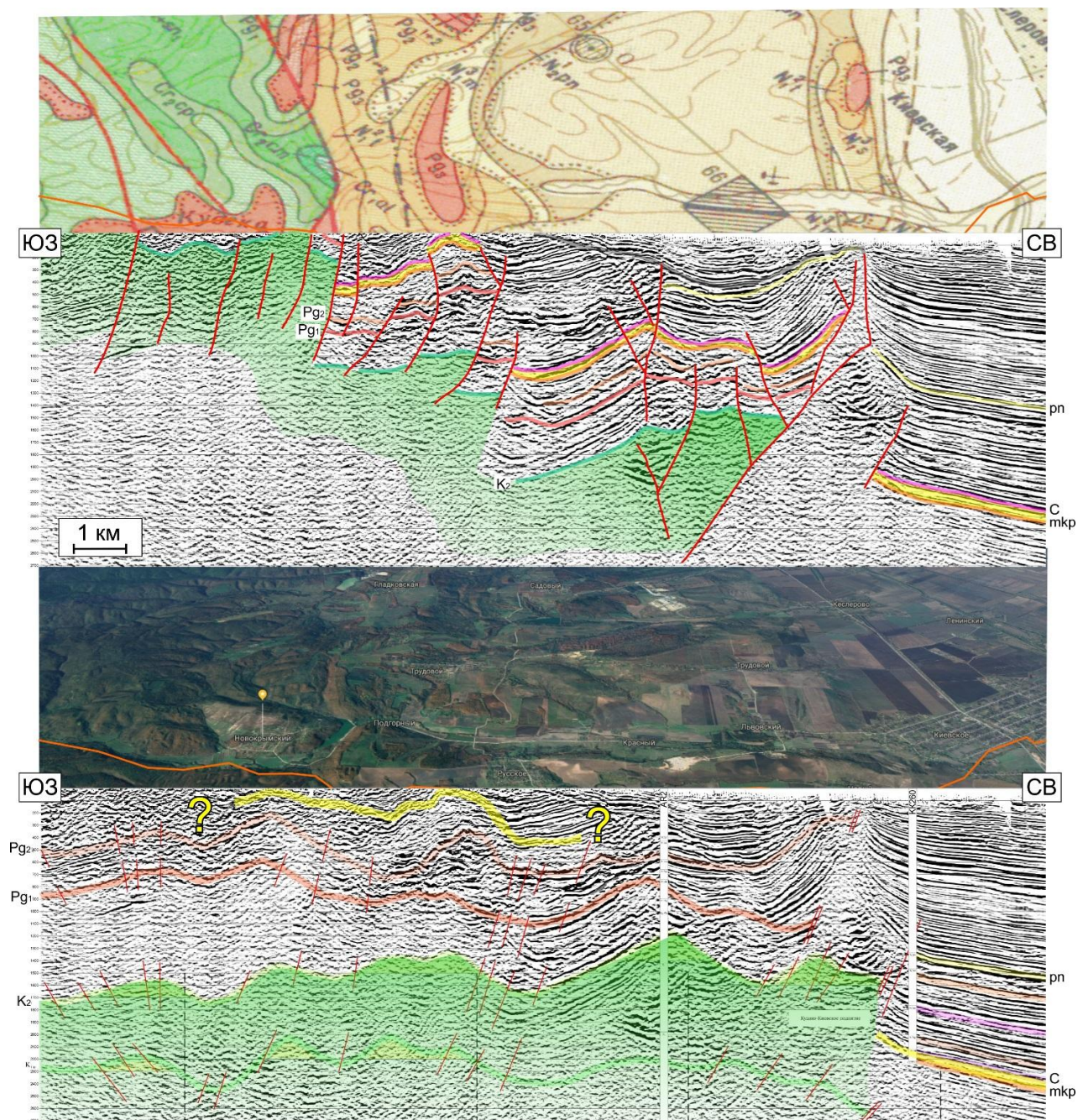


Рисунок 3. Пример переинтерпретации сейсмического разреза по профилю RK0708. *Вверху:* интерпретация с учетом данных геологической съемки, специальных полевых маршрутов и разбровок по скважинам Арнаутская-2, Кудако-Киевская-260 (публикуется впервые). *Внизу:* интерпретация без учета геологической съемки (Отчет к Государственному..., 2008). Желтой заливкой показан чокракский горизонт (перспективный), зеленой заливкой – меловые отложения.

Выводы и рекомендации.

1. При планировании сейсморазведочных работ в зонах с выходами горных пород на дневную поверхность необходимо предусматривать «затягивание» концов выборочных профилей в область с хорошей обнаженностью для

стратиграфической привязки, повышения качества интерпретации и выделения новых объектов ГРР.

2. На участках, где проходят концы выборочных профилей, предусматривать пробоотбор для установления качества элементов УВ-систем (материнская порода, покрывка и коллектор) и изучение состава и строения отложений целевых осадочных комплексов.
3. Кроме поиска макропроявлений, необходимо предусматривать отбор проб почв и непосредственные измерения в полевых условиях ряда геохимических показателей.

Список источников:

Отчет к Государственному контракту № 12 «Проведение комплексных геофизических работ с целью поиска перспективных объектов и последующего лицензирования» по теме №16: «Комплексные геофизические работы по изучению перспектив нефтегазоносности нижнепалеогеновых, меловых и юрских отложений зоны сочленения Северо-Западного Кавказа с южным бортом Западно-Кубанского прогиба с целью выявления перспективных участков и подготовки их к лицензированию». Шкирман Н.П., Попов С.П., Лыгин В.А. и др., 2008. ГУП «Кубаньгеология», ОАО «Краснодарнефтегеофизика».

Астахов С.М.

(ООО «Нефтепоисковая компания «Конттики», S@kontiki-exploration.com)

Изменение генерационных параметров органического вещества в разломных зонах и учет динамокатагенеза в моделировании углеводородных систем.

Практика выделения перспективных объектов и в целом поиски нефти и газа в значительной степени отличаются для платформенных областей и зон, затронутых тектоническими процессами. Это касается не только процессов накопления и сохранности углеводородов, но и их образования. В условиях развития пликативной и дизъюнктивной тектоники наряду с изменением фильтрационных свойств трещинных коллекторов, проводимости разломов и способности покрышек удерживать флюиды, претерпевают изменения и генерационные параметры органического вещества пород. Это в значительной мере влияет на оценку перспектив ведения геологоразведочных работ в исследуемых районах.

Ранее нами приводились результаты (Астахов и др., 2018), которые позволили зафиксировать изменения генерационных параметров пиролиза Rock-Eval в углях в различных по размерам складках. На природных объектах установлена возможность увеличения в разломных зонах генерационного потенциала пород. Изучение процессов динамокатагенеза угля на природных объектах показало наличие двух зон воздействия механической энергии: механоактивации и механодеструкции. Один из таких примеров приведен на рисунке 1, где на схематичном изображении пласта угля – закономерное изменение по направлению к сместителю водородного и кислородного индексов, а также величин пиков S_1 и S_2 пиролиза Rock-Eval.

При этом значительным оказалось увеличение остаточного генерационного потенциала органического вещества углей в зоне механоактивации, которая в плане составляет в среднем расстояние, в 4 раза большее, чем амплитуда разломов, участвующих в формировании складки (рисунки 1, 2). Такие изменения могут существенным образом влиять на оценку ресурсов и стратегию геологоразведочных работ в регионе исследований. Приведем некоторые примеры.

Ранее обоснована схема с введением в модель специальных органофаций со снижением энергий активации используемых кинетических спектров (Астахов, 2014; Астахов, 2015; Астахов, 2018). Локализация таких органофаций в модели в зонах, соседствующих с разломами, дает при расчетах новые аккумуляции, и в большинстве случаев приводит к увеличению общей массы аккумулярованных углеводородов в моделях с общей невысокой преобразованностью основных материнских свит, не

вошедших в главную зону нефтеобразования. В одном из примеров по Адлерской депрессии Туапсинского прогиба наблюдается следующая картина: количество аккумуляций увеличивается с 8 до 11; при этом масса сгенерированных и аккумулированных УВ увеличивается почти на 59% (таблица 1).

Таблица 1 – Влияние различных сценариев моделирования УВ-систем в Адлерской депрессии на количественные показатели аккумуляций

№	Сценарий моделирования	Масса углеводородов в аккумуляциях, млн. т	Количество аккумуляций, шт
1	Сценарий с пониженным тепловым потоком	122.07	8
2	Сценарий с учетом динамокатагенеза со снижением энергий активации на 6 ккал/моль с пониженным тепловым потоком	193.69	11

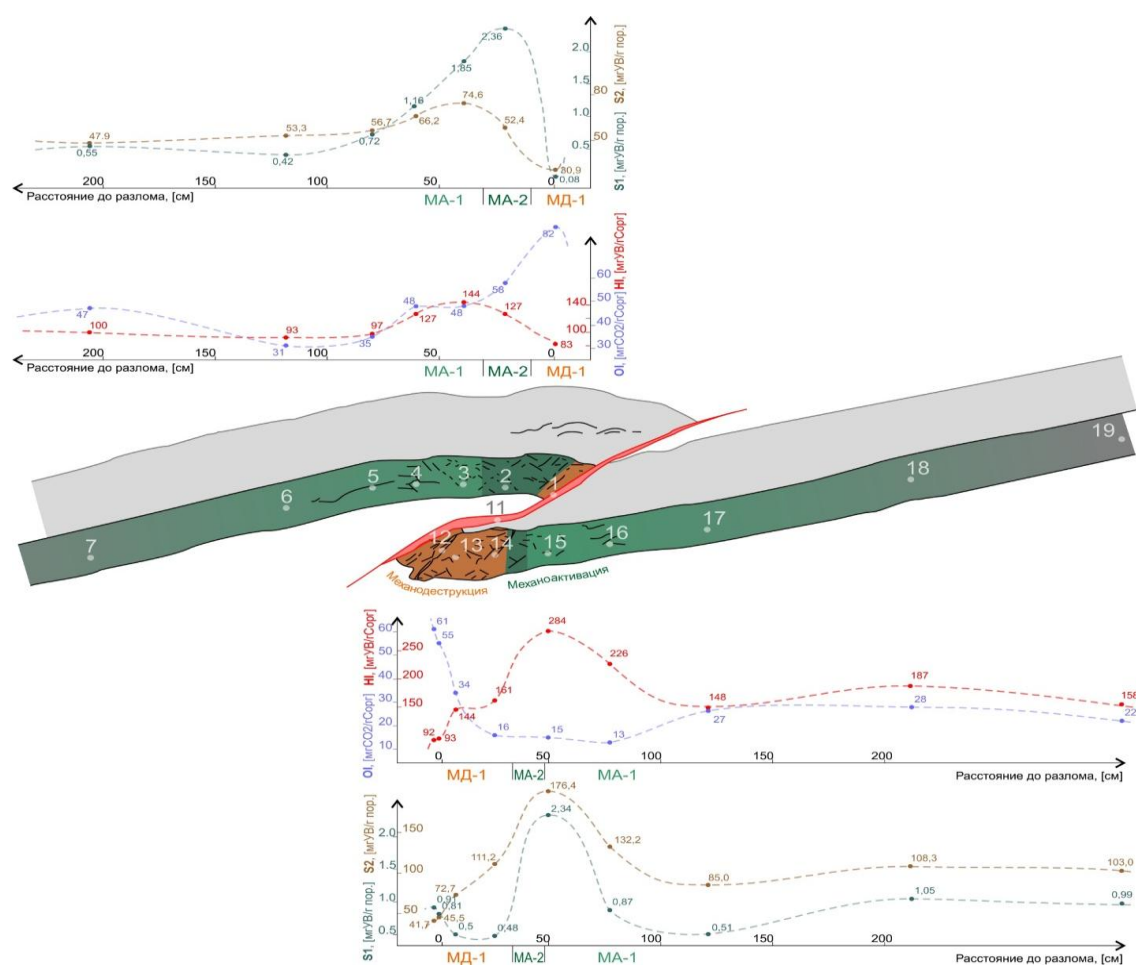


Рисунок 1. Изменение параметров Rock-Eval в складке пласта палеогенового угля (Сахалин).

Зарисовка, штрихи означают трещины. Зеленым показана зона механоактивации, в которой проявляется увеличение остаточного генерационного потенциала, оранжевым обозначена зона механодеструкции, где происходит снижение генерационного потенциала и рост кислородного индекса.

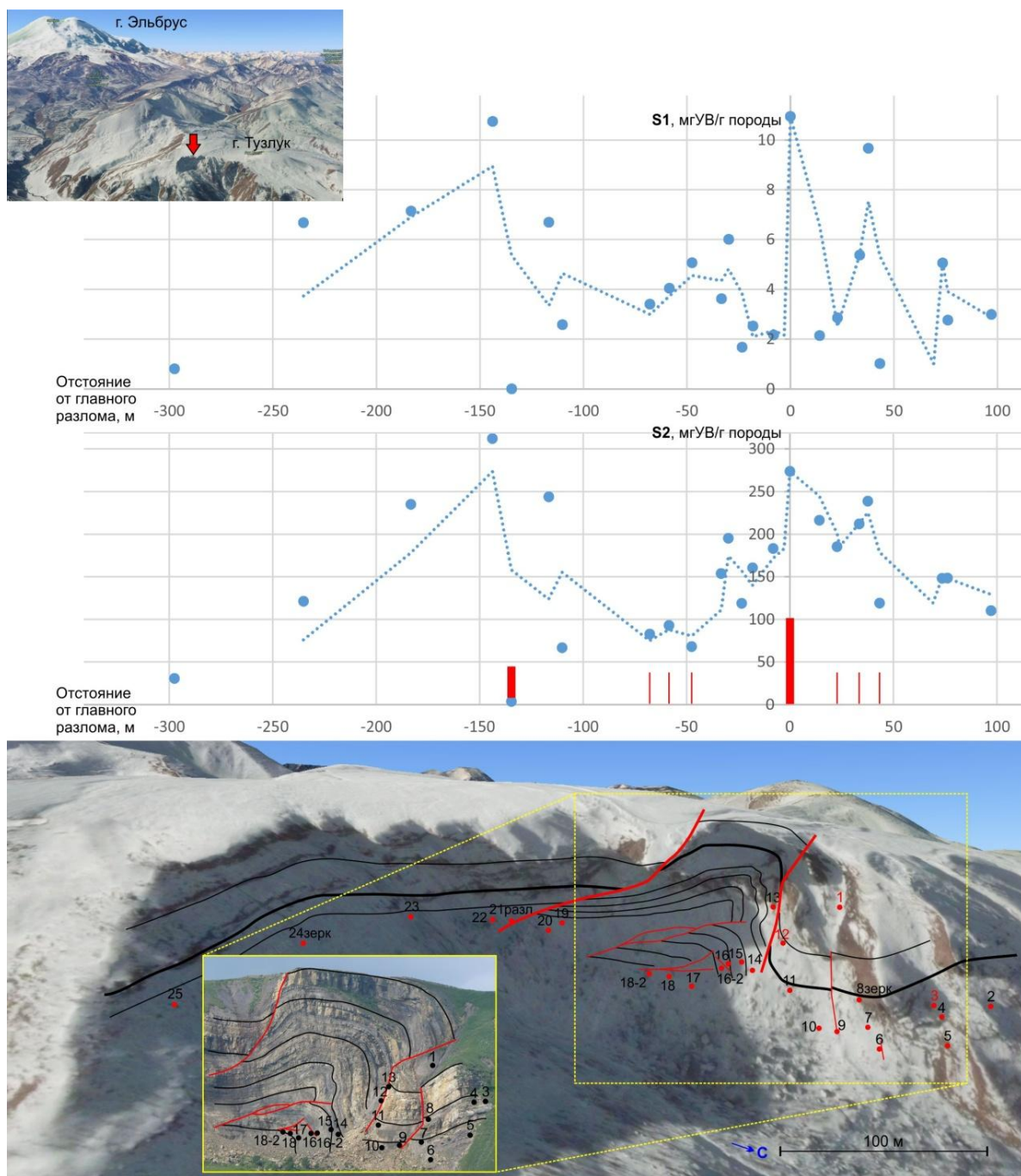


Рисунок 2. Сложнопостроенная складка в долине р. Малка (Кабардино-Балкария) и результаты пиролиза Rock-Eval, показывающие наличие зоны механодеструкции в ядре складки и зон механоактивации на расстоянии 100-300 метров в сторону от главных разломов.

Без включения в модель материнских свит чокрака и сармата, а также дополнительного преобразования этих НГМТ, майкопа и кумской свиты - симуляция насыщения углеводородами песчаных горизонтов указанных подразделений, невозможна. По мнению автора, это признак участия в нефтегазообразовании в пределах изучаемого района обогащенных органикой шельфовых глин чокрака и нижнего сармата. Причем катагенетическое преобразование их не могло происходить

под воздействием только термического фактора. В районе Кеслеровского диапира в конце эоцена, раннем майкопе и в плиоцене произошли тектонические события, приведшие к периодическому формированию интенсивного тектонического стресса. Тангенциальные и касательные напряжения, а также микросейсмическое воздействие вызывают механохимические реакции преобразования органического вещества, которые проявлялись локально в зонах с наибольшей концентрацией палеостресса. Зная эти зоны по результатам геомеханической реконструкции (показаны голубым, желтым и красным на рисунке 3), мы оценили эффект воздействия тектонического стресса на генерацию УВ из палеоцен-миоценовых материнских пород.

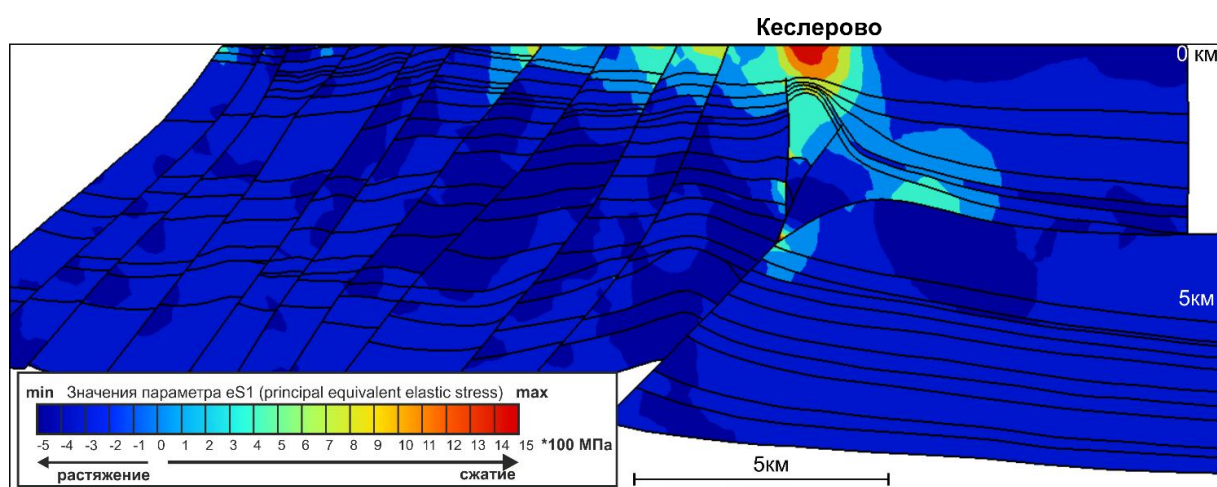


Рисунок 3. Аномалия палеостресса на конец понта, выхванная напряжением сжатия и последующим срывом по внутримайкопским разрывам (Астахов, 2015)

До пятидесяти процентов и более УВ этих залежей приходится на механоактивированное органическое вещество, в котором снижены псевдоэнергии активации всего спектра реакций на 6 ккал/моль по сравнению с неактивированным керогеном. В этом случае (при снижении энергий активации в сарматских и майкопских НГМТ) возможно формирование нефтяных залежей в миоценовых коллекторах (Рисунок 4а слева). На Рисунке 4а справа красным выделены органофации со сниженными энергиями активации сарматских, чокракских, майкопских и кумских НГМТ в радиусе 2 км от Ахтырского разлома, что и позволило им стать источником новой залежи нефти в нижнем горизонте понта, в отличие от модели без снижения энергий активации (Рисунок 4б).

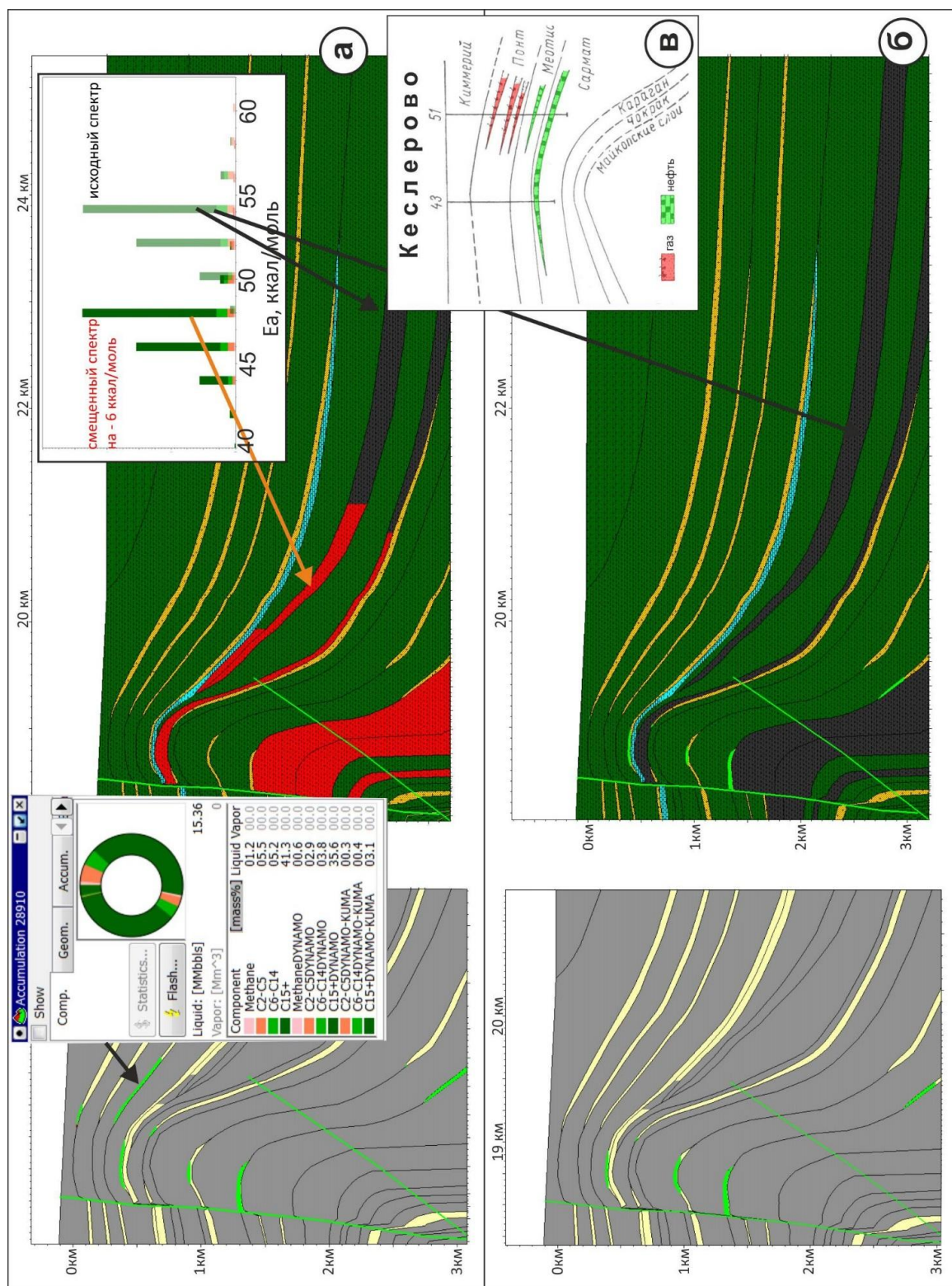


Рисунок 4. Использование органофаций со сниженными энергиями активации
 а - использование сниженных энергий активации в органофациях механоактивированных НГМТ (красным); б - модель без использования динамокатагенеза; в - геологический разрез Кеслеровского месторождения (по Е.А. Щеряк, 1955 в Орел и др., 1958).

Список источников:

Астахов С.М. [2018] Диссертация на соискание ученой степени доктора геол.-минер. наук: «Физическое моделирование флюидообразования в нефтегазоматеринских породах и математическое моделирование нефтегазонакопления в осадочных бассейнах». – Ростов-на-Дону. ЮФУ. – 393 с.

[Астахов, С.М. \[2015\] Геореактор. Алгоритмы нефтегазообразования. – Ростов-на-Дону: КОНТИКИ. – 256 с.](#)

Астахов, С.М. Уточнение модели созревания витринита в дислоцированных областях / С.М. Астахов // Геология нефти и газа. – 2014а. – № 3. – С. 64-74.

Орел, В.Е. Крупная залежь в карбонатных коллекторах на месторождении Зыбза и перспективы открытия подобных месторождений на Кубани / В.Е. Орел // Геология нефти и газа. – 1958. – № 3. – С. 55-59.

Глазырин Е.А. (АО «Южморгеология», eaglazyrin@mail.ru)

Геоморфология и литодинамика подводных каньонов как фактор освоения углеводородных ресурсов

Подводные каньоны характеризуются резкой изменчивостью рельефа и обладают максимально активными литодинамическими процессами, в том числе опасными. Соответственно, подводные каньоны рассматриваются как опасный инженерно-геологический фактор при инженерно-техническом освоении морского дна, в частности при освоении углеводородных ресурсов и подводной трубопроводной транспортировки сырья.

В Российском секторе подводные каньоны наиболее изучены в Черном море. Из наиболее крупных подводных каньонов здесь выделены Анапский, Голубого Потока (Вуланский), Шахе и Мзымты (Андреев В.М. и др., 2007). Актуальность их изучения вызвана прокладкой по дну Черного моря транзитных газопроводов, кабелей связи и планируемым освоением углеводородных ресурсов. Среди них каньоны Шахе и Мзымты являются наиболее крупными и активными (рис.). Морфология и литодинамика каньонов Шахе и Мзымты рассмотрена в ряде публикаций (Система Черного моря, 2018; Глазырин Е.А., 2018). Данное сообщение суммирует и дополняет эти сведения.

Каньоны Шахе и Мзымты расположены напротив устьев одноименных крупных рек. Верховья каньонов глубоко врезаются в шельф, а протяженное днище врезано в континентальный склон и подножье с формированием плоских конусов выноса на абиссальной равнине с протяженными шлейфами разноса донными течениями.

Водораздельные части каньонов Шахе и Мзымты поражены верхнеэоценово-голоценовыми оползнями с погребенными оползневыми телами нижнечаудинского и верхнеэоценового возрастов (Андреев В.М., 2000; Шейков А.А., 2015). Оползневые тела образуют волнисто-грядовый рельеф морского дна. Высота гряд составляет от 10 до 30 м, ширина – от 0,5 до 1,5 км, длина до 7 км (Шейков А.А., 2015).

Головная часть каньона Шахе изогнутым клином вдаётся в шельфовую часть на 8 км. Ширина вреза составляет до 8 км, а глубина до 700 м. Каньон разветвляется на ряд более мелких боковых отвершков, которые в свою очередь также распадаются на ряд соподчиненных еще более мелких врезов. Верхняя кромка каньона на шельфе - абразионно-эрозионная граница шельфа - и, соответственно, активного развития опасных абразионно-эрозионных и декливиальных процессов продвинута с глубины

100 м до 20 м и располагается уже в 300 м от подводного газопровода «Джубга-Лазаревское-Сочи». Вершина каньона располагается в 1,5 км от берега и в 2,6 км от устья реки Шахе, как границы сопряженного бассейна денудации. Средняя скорость продвижения абразионно-эрозионной границы к берегу оценивается за период 2008-2018 годы в 2,6 м/год с вариациями от -10,2 до 16,2 м/год на отдельных участках.

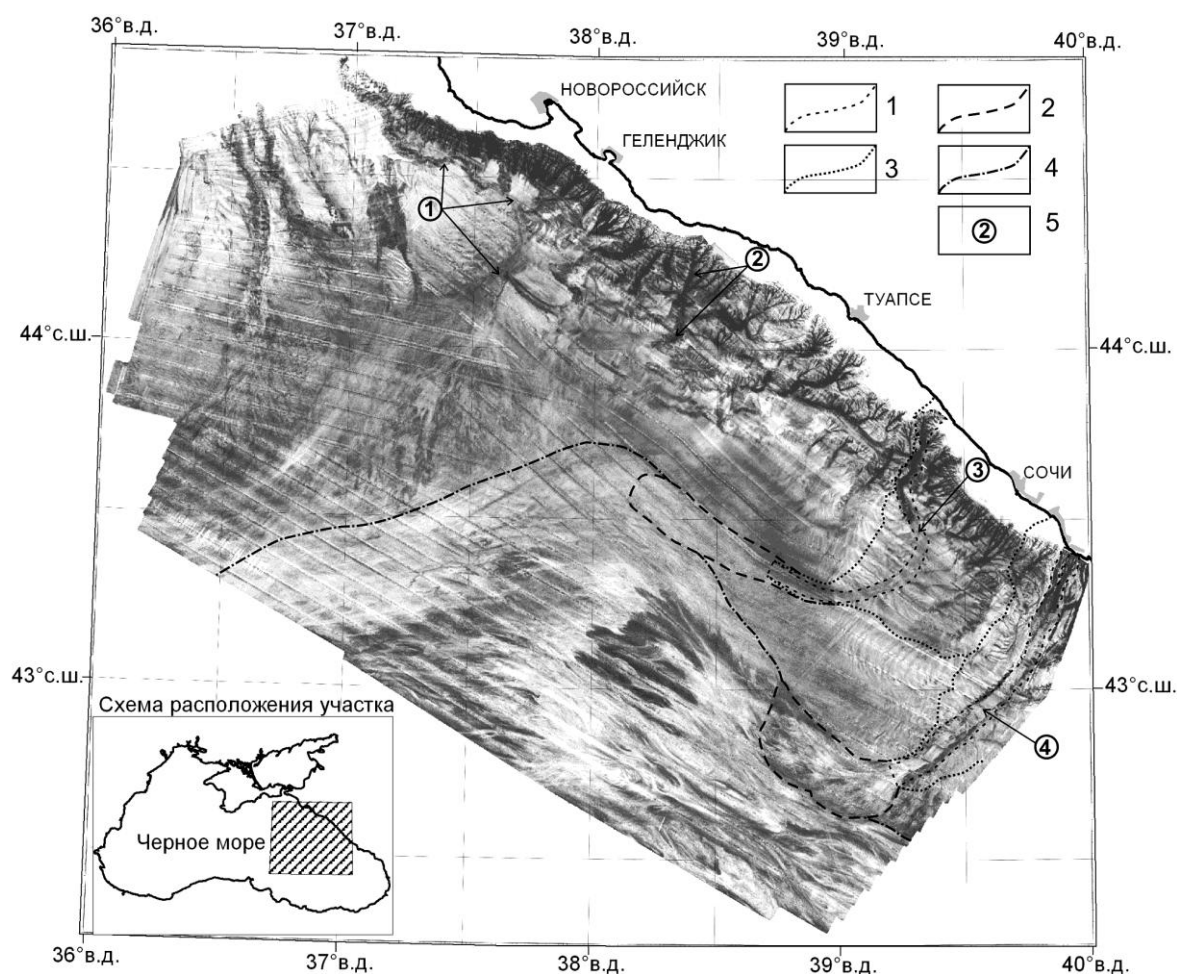


Рис. Крупные подводные каньоны Российского сектора Черного моря на сонарном изображении (отраженный акустический сигнал) морского дна, полученном многолучевым эхолотом SIMRAD EM-12.

1-3 - границы каньонов Шахе и Мзымты: 1 - граница каньона, 2 - граница конуса выноса каньона, 3 - граница подводного бассейна каньона; 4 - граница шлейфа разноса донных осадков; 5 - каньоны: 1 - Анапский, 2 - Голубого Потока (Вуланский), 3 - Шахе, 4 - Мзымты.

Абразионно-эрозионная граница головы каньона Мзымты почти вплотную придвинута к берегу на дистанцию до 17 м, в среднем составляя 475 м. В отличие от каньона Шахе его головная часть имеет широкий фронт, образованный ответвлениями, носящими самостоятельные названия (Имеретинская, 2011). Глубина эрозионных врезов этих каньонов достигает 100-150 м. В свою очередь, эти мелкие каньоны также имеют ряд соподчиненных ответвлений. Средняя скорость продвижения абразионно-
Геленджик, 27 -31 мая 2019 г.

эрозионной границы к берегу за период 2008-2017 годы оценивается в 2,0 м/год с вариациями от -4,2 до 11,3 м/год на отдельных участках.

В генерализованном виде форма головной части каньона Мзымты в плане в соответствии с (Mazières A. et al, 2014) приближается к предельной. Развитие каньонов предельного типа происходит за счет бокового расширения их головной части, а вершинная граница подчиняется береговой и остается стабильной. Вместе с этим часть ответвлений каньона имеет клиновидную форму, где преобладает активное продвижение к берегу.

Длина каньона Шахе составляет около 85 км с превышением около 2050 м, Мзымты - 95 км с превышением около 2025 м. К каньонам примыкают обширные плоские конуса выноса, протягивающиеся в абиссальную котловину Черного моря. Конус выноса каньона Шахе протягивается на расстояние до 50 км при ширине в 15 км до глубин около 2130 м. Конус выноса каньона Мзымты протягивается на 55 км шириной 28 км до глубин порядка 2100 м. В нижней части оба конуса выноса перемываются и наращиваются шлейфом разноса контурными течениями донных осадков по абиссальной равнине.

В соответствии с (Brothers D.S. et al, 2013) вдоль тальвега каньонов выделяется несколько участков, различающиеся литодинамикой и набором опасных геологических процессов: выпуклый, врезанный и затруднения движения. Кроме этого, дополнительно следует выделить примыкающие ниже к каньону участки глубоководного конуса выноса и шлейфа разноса.

Выпуклый (оползневой) участок весьма узкий (до первых сотен метров), расположен в голове каньона. Характеризуется преимущественно аккумуляцией донных отложений за счет выноса рек с широким развитием оползней, оплывин, крипа и осыпания. Аккумулируемый материал удаляется преимущественно оползневыми процессами с формированием мутьевых потоков на ниже примыкающем к нему врезанном участке. Ширина зафиксированных оползневых тел достигает 230 м, а длина - до 90 м. Средняя пораженность активными оползнями составляет не менее 17 %. Донные осадки в разрезе с глубины уже в 1-1,5 м заметно загазованы, что дополнительно провоцирует оползнеобразование. Менее развиты абразионно-эрозионные процессы, присутствуют протяженные эрозионные ложбины стока.

Участок врезанного каньона имеет выраженный вогнутый профиль. У каньона Шахе он протягивается до глубины около 1700÷1750 м на расстояние порядка 32 км. У каньона Мзымты эти параметры составляют, соответственно, 1478÷1500 м и 25 км.

Поперечный профиль каньона и его соподчиненных врезов здесь имеет V-образное сечение, трансформирующееся ниже по участку до U-образного с расширением. Некоторые отвёршки каньонов имеют щелеобразный поперечный профиль. Это область разветвления вершинной части и углубления днища, интенсивного развития абразионно-эрозионных и обвальнo-осыпных процессов, транзита терригенного материала и прохождения мутьевых потоков. Интенсивность этих процессов нарастает к вершинам каньона. В результате образован расчлененный абразионно-эрозионный рельеф с протяженными вертикальными стенками, уступами, карнизами, останцами, расщелинами и врезами, прислоненными декливиальными шлейфами. Головные части каньонов унаследовано врезаются в авандельты и погребенные долины рек, где отмечается подрусовая разгрузка подземных вод. Нередко устанавливается, что отвёршки каньонов и их ответвлений развиваются вдоль вертикальных трещин, по которым часто устанавливается разгрузка подземных вод.

Участок затруднения движения наиболее протяженный и отвечает пологому днищу каньона. На этом участке оно имеет уже выраженный корытообразный профиль шириной до 8 км. В основное русло каньона здесь впадают крупные боковые каньоны, преимущественно левого борта, дополнительно сгружающие сюда осадочные массы. У каньона Шахе этот участок протягивается до глубины 2050÷2100 м на расстояние около 53 км. У каньона Мзымты - до глубины 2025÷2030 м на расстояние около 70 км. Для участка характерно отложение донных осадков за счет выполаживания днища каньона. Здесь широкое развитие приобретает оползневое перемещение осадков, сгружаемых сюда через более крутой участок врезанного каньона (зону транзита). Отличительной чертой донных отложений участка служит высокая обводненность их разреза и повсеместное активное развитие оползневых процессов. Оползневые тела образуют поперечный волнисто-грядовый рельеф широкой корытообразной долины. Высота крупных оползневых тел (гряд) составляет 10÷30 м, ширина – 0,5÷1,5 км, протяженность до 5 км. Наряду с этим присутствуют русловые протоки, по которым периодически проходит транзит осадочного материала от мутьевых потоков.

В пределах глубоководного конуса выноса преобладают процессы аккумуляции с периодическим развитием эрозионных русловых процессов. Донный пробоотбор днища каньона на участке затруднения движения и конуса выноса показал частое присутствие грубозернистых осадков (пески, гравийно-галечные отложения), где они выполняют ветвящуюся сеть русловых потоков или прикрыты маломощным чехлом перемытого или микрокомковатого сложения.

Шлейф разноса донными течениями на сонарном изображении морского дна имеет струйчато-перистый рисунок в средних частях, веерообразный – в периферийных. Образован контурными течениями, интерферирующими с конусами выноса. Присутствуют протяженные эрозионные врезы шириной от 100 до 200 м. Непосредственно по трассе газопровода «Голубой поток» глубина врезов варьирует от 2 до 6 м при ширине от 80 до 160 м. Такой рисунок сонарного изображения дна связывается с придонными литодинамическими потоками (Губенков В.В., 2007). Здесь преобладают процессы аккумуляции с периодическим развитием эрозионных русловых процессов и плоскостного размыва от прохождения придонных контурных течений и отголосков мутьевых потоков по каньону.

Использованы материалы, полученные АО «Южморгеология» (ранее ФГУГП ГНЦ «Южморгеология») по программам государственного геологического картирования масштаба 1:200 000 (объект 31/95-Г, контракт 44/01/13-56) и государственного мониторинга состояния недр прибрежно-шельфовой зоны (контракты 02/2018-04-ЮРЦ(02), 14/2017-04-ЮРЦ(02), 25/2016-04-1), а также сведения, полученные ФГУГП ГНЦ «Южморгеология» в 1996-1998 г. при съемке дна Черного моря многолучевым эхолотом Simrad EM-12 (объект 5/97-Г).

Джангиров М.Ю., Ковальский Д.Г., Молочный В.Г.
(АО «Иркутскгеофизика», dgkovalsky@rusgeology.ru)

Проблемы и перспективы изучения сейсморазведочными работами МОГТ Предпатомского краевого прогиба в пределах Иркутской области

В настоящее время территория Иркутской области практически полностью изучена наземными сейсморазведочными работами. Не изученными остаются в основном периферийные зоны, в первую очередь – Предпатомский региональный прогиб.

В геологическом строении территории принимают участие протерозойские образования кристаллического фундамента, породы рифейского (талаканская свита, вскрыта скв. № 1-Паршинской), вендского (хоронская, талахская, паршинская, бюкская, успунская, кудулахская, юряхская свиты) кембрийского (тэтэрская, усольская, бельская, булайская, ангарская, литвинцевская, верхоленская и илгинская свиты), ордовикского и юрского периодов, а также рыхлые четвертичные отложения.

По оценке А.В. Поспеева «прямые нефте- и газопроявления в районе неизвестны. Однако перспективы оцениваются положительно. Район располагается в пределах Ангаро-Ленского краевого прогиба, в пределах которого уже выявлены притоки нефти и газа на ряде площадей. В нем имеются крупные положительные структуры, такие, как Приленская зона линейных складок и Пеледуйское поднятие. В них закартированы антиклинали, которые могут быть ловушками для нефтяных и газовых залежей. Широкое развитие органического углерода в породах нижнекембрийской карбонатной толщи, присутствие битумов в них и другие геохимические показатели указывают на то, что эту толщу можно считать нефтематеринской. В мотской свите выделяются безымянный, марковский и парфеновокий горизонты, сложенные песчаниками и имеющие мощность по 20 – 25 м каждый. Наибольший интерес представляют два последних горизонта, давшие на ряде площадей притоки нефти и газа, иногда промышленные. В усольской свите наиболее перспективным является осинский горизонт, залегающий в ее нижней части и сложенный трещиновато-кавернозными карбонатными породами. Выделяются продуктивные горизонты и в вышележащих свитах...».

Низкая степень изученности геологоразведочными работами Предпатомского прогиба и сложное строение венд-нижнекембрийских отложений, не позволили до настоящего времени на всей его территории выполнить их корреляцию, осуществить

литолого-фациальные, геохимические и гидрогеологические построения, разработать модели строения выделенных региональных резервуаров нефти и газа.

Район характеризуется сложными геолого-географическими условиями для проведения полевых сейсморазведочных работ. Неблагоприятные сейсмогеологические условия наблюдаются на большей части территории и связаны с выходами высокоскоростных карбонатных пород кембрия со стороны платформы и широким развитием грубообломочных четвертичных отложений в предгорной части прогиба. Проведенные наземные сейсморазведочные работы в пределах Предпатомского прогиба (опорный региональный профиль «Батолит», региональные профили «Кежма-Предпатомский прогиб», «Ковыктинское месторождение – Предпатомский прогиб» и Криволукская площадь) показали, что получение кондиционного сейсмического материала в данных условиях, с применением стандартных по расстановке и кратности технологий полевых сейсморазведочных работ, проблематично.

Восточная окраина Непско-Ботуобинской антеклизы и ограничивающий ее Предпатомский региональный прогиб отличаются сложной волновой картиной, вызванной высокой тектонической активностью региона в постпалеозойское время, затронувшей весь осадочный чехол и предвендской активизацией, усложнившей строение развитого здесь рифейского комплекса. Постпалеозойская активизация способствовала развитию в венд-палеозойском комплексе соляного тектогенеза, значительно ослабив выделение и прослеживание рифейских и подсолевых вендских отражающих горизонтов.

При изучении опорного геофизического профиля «Батолит» в пределах краевой части антеклизы частично удалось выделить и проследить не только венд-палеозойские опорные горизонты, но и отражения в рифейском комплексе. В Предпатомском региональном прогибе сейсмический материал на уровне рифейских отложений характеризуется весьма низкой прослеживаемостью отражающих горизонтов в западной части прогиба, а во внутренней зоне рифейские отраженные волны вовсе не прослеживаются (Рис. 1). На основании полученного сейсмического материала удалось установить западную границу развития рифейских отложений. При проведении работ применялась центрально ассиметричная система наблюдения с кратностью перекрытия ОГТ – 100, шагом ПВ – 100м, шагом ПП – 50м, числом активных каналов – 401, длиной активной расстановки – 20км. Возбуждение упругих колебаний осуществлялась при помощи взрыва в скважине глубиной от 5 до 12м. и весом заряда – 10-15 кг.

При проведении сейсморазведочных работ на Криволукской площади в 2006-2010 гг. были использованы взрывной, вибрационный (источники СВ-14/150) и импульсный (КЭМ) источники возбуждения сейсмического сигнала, применялась центральная симметричная система наблюдения с кратностью ОГТ – 60-120, шагом ПВ – 50м, шагом ПП – 50м, максимальным удалением ПВ-ПП – 3000м, активная расстановка – 6000м. В западной части площади, в пределах Марковско-Ичерской зоны пологоволнистых складок, получен кондиционный материал и со взрывным и с импульсным источником.

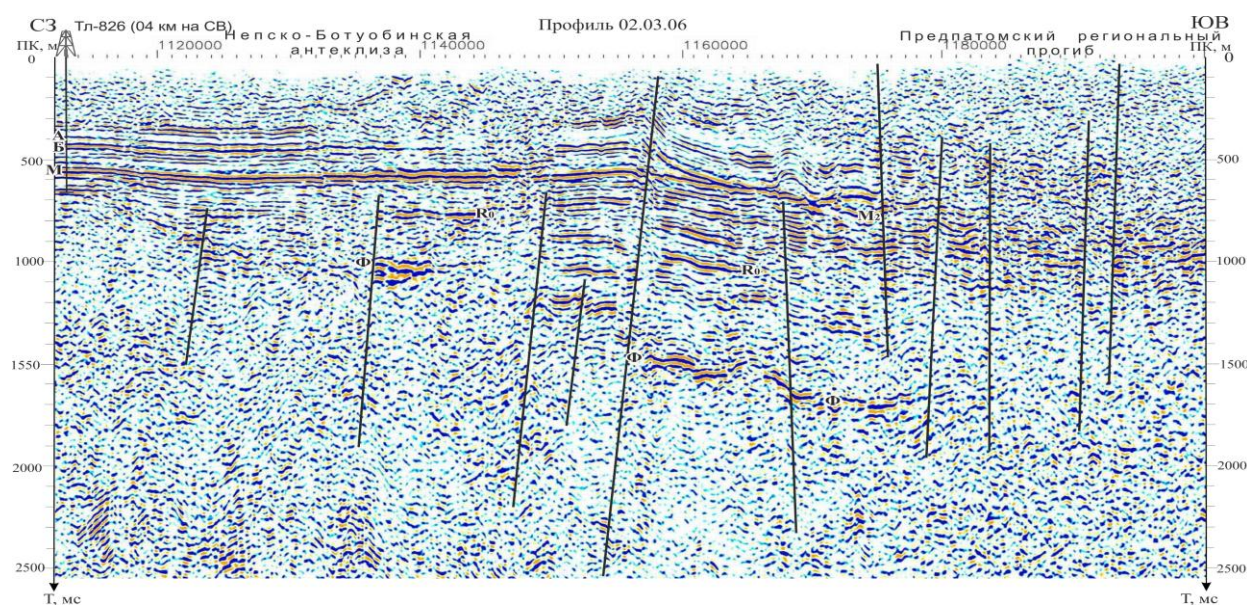


Рис. 1 Фрагмент временного разреза, иллюстрирующий волновую картину в зоне восточного склона Непско-Ботубинской антеклизы и Предпатомского прогиба.

В пределах Киренского мегавала, на правобережье р. Киренги, наблюдается спорадическое слежение отражающих горизонтов. На поверхности наблюдается чередование низкоскоростных ордовикских терригенных отложений (1500-3000 м/с) и высокоскоростных карбонатных (5500-6500 м/с), что не позволило получить качественный сейсмический материал в восточной части площади (Рис.2).

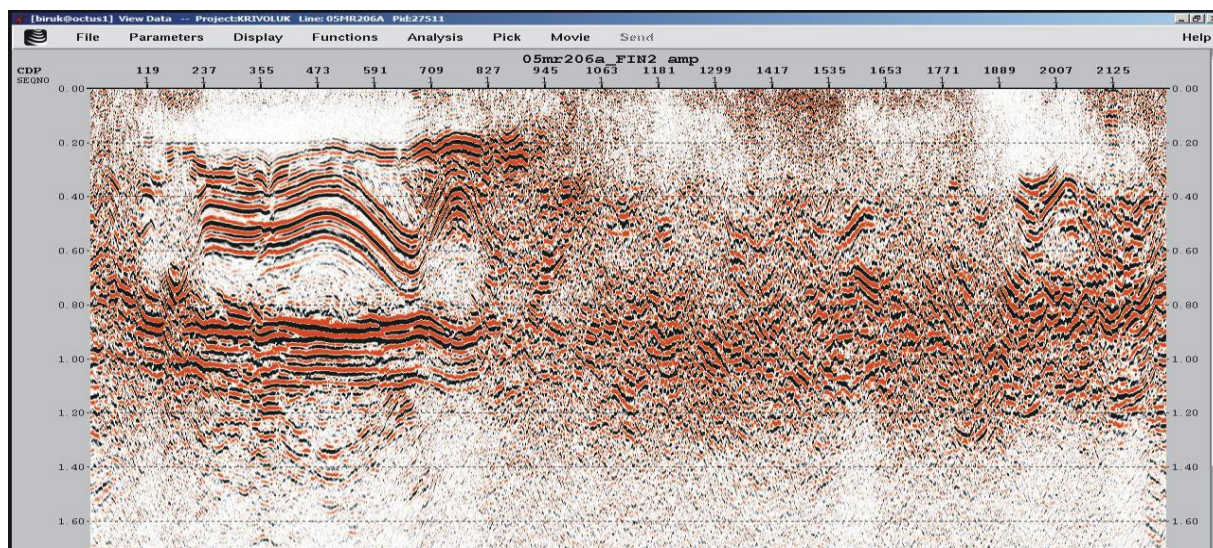


Рис. 2 Временной разрез по профилю 05MR20610a (Криволукская площадь)

В настоящее время назрела необходимость выработки оптимальной методики проведения сейсморазведочных работ в Предпатомском краевом прогибе. Проведение сейсморазведочных работ с получением кондиционного материала позволит уточнить модель геологического строения разреза осадочного чехла и глубинного структурно-тектонического плана Предпатомского прогиба и выявить новые перспективные зоны нефтегазонакопления, осуществить прогноз локальных структур (объектов) в солевых и подсолевых комплексах нижнего кембрия, венда и рифея.

С целью повышения геологической информативности сейсмических наблюдений при проведении полевых работ на Непско-Ботуобинском объекте Росгеологии нами была предложена программа опытных работ по выбору параметров регистрации волнового поля и совершенствованию методики обработки полученных данных, выполнение которой позволит изучить отражательную способность сейсмических горизонтов в зависимости от преобладающей частоты колебаний источника, интенсивности воздействия и кратности наблюдений.

Для успешного решения поставленной задачи необходимо оценить эффективность использования дополнительной геолого-геофизической информации при обработке сейсмических материалов: детальной структуры гравитационного поля, геоэлектрических параметров верхней части разреза, положения фундамента и основных геоэлектрических границ осадочного чехла. С этой целью в программу планируемых опытных работ, помимо МОГТ-2D, необходимо бы включить электроразведочные работы методами ЗСБ, МЗСБ, МТЗ; высокоточные

гравиметрические работы; геохимические исследования по сейсмопрофилям; комплексный анализ потенциальных полей (гравимагнитных данных).

Решение поставленной задачи – возможность получения кондиционного сейсмогеологического материала в обстановке регионального Предпато́мского прогиба даст возможность проведения масштабных ГРП по поиску месторождений УВС, пока еще относящихся к разряду труднодоступных, на огромной перспективной площади перикратонных прогибов юга Сибирской платформы.

Используемая литература:

1. А.П. Пашковский, В.И. Васильев. Отчет о результатах работ по объекту «Геофизические исследования в зоне сочленения Непско-Ботуобинской антиклизы и Прибайкальского прогиба (Криволукская площадь)». Иркутск, 2010.

2. А.В. Липлин, В.И. Вальчак. Обоснование новых направлений развития минерально-сырьевой базы Восточной Сибири на основе создания опорного геофизического профиля 1-СБ (II этап) по маршруту «р. Уникиткан – р. Нижняя Тунгуска – г. Витим» протяженностью 600 пог. км. в пределах Иркутской области и Республики Саха (Якутия). Енисейск, 2006.

3. Вахромеев А.Г., Поспеев А.В., Кравчук О.Э., Гладкочуб Д.П. Краевые прогибы Сибирской платформы и методология их геологического изучения с целью наращивания минерально-сырьевой базы углеводородов на территории Иркутской области. // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2016. № 4(28). С. 75–83.

Диева Н.Н., Кравченко М.Н., Мурадов А.В.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, ninadieva@bk.ru)

Анализ возможности применения технологии ТГХВ для активации генерационной способности керогеносодержащих коллекторов

Оценка извлекаемых запасов для керогеносодержащих пластов является сложной задачей, и может быть рассмотрена с позиции гидродинамических методов для уточнения структуры коллектора и его фильтрационно-емкостных свойств. Это обусловлено тем, что кероген (даже в рамках одного месторождения) может иметь различную степень зрелости, что определяет генерационный потенциал. Настоящая работа направлена на уточнение запасов залежей пластов типа баженовской свиты. Учет термодиструкции керогена при воздействии на пласты методами, характеризующихся созданием условий генерации жидких углеводородов из керогеновой матрицы, может помочь правильно оценить объемы дополнительных жидких и газообразных углеводородов, доизвлечение которых традиционными методами повышения нефтеотдачи невозможно. При учете части объемов органического вещества, находящегося в капсулированном или незрелом состоянии и на сегодняшний день не входящим в расчет извлекаемых запасов может существенно измениться оценка извлекаемости запасов. Среди технологий, претендующих на способность изменения извлекаемых запасов можно назвать технологию термогазохимического воздействия (ТГХВ) [1], которая позволяет прогревать обширные области обрабатываемого пласта за счет реакции разложения химических веществ, протекающих с выделением тепла.

Методика ТГХВ показала свою применимость на многих месторождениях традиционных углеводородов, в том числе на пластах Краснодарском края, где обработка проводилась в рамках сотрудничества с компанией ГМС с целью повышения добычи на низкодебитных скважинах. Анализ результатов промысловых экспериментов на месторождении Зыбза Краснодарского края и других регионов России показал даже активацию добычи на «сухих» скважинах. Идеи технологии заложены в 90-х годах прошлого столетия [2]. На сегодняшний день с целью повышения эффективности и обеспечения максимальной безопасности ведения работ методика проведения воздействия существенно изменена. В основе технологии лежит реакция разложения бинарной смеси (неорганических солей), которая активируется кислотными катализаторами и протекает с интенсивным тепло- и газовыделением. Согласно методике проведения воздействия, за счет использования замедлителей

реакции, активные жидкости продавливают буферной водой на необходимое расстояние от скважины. Исследование протекания химической реакции [3] в пористой среде с различными концентрациями растворов бинарной смеси показало, что реакция является самоускоряющейся и «способна перейти в режим взрывного окончания» и, соответственно, приводит к растрескиванию породы.

Этот факт позволяет называть технологию приемником технологии ГРП, и является очень интересной с точки зрения поиска метода разработки керогеносодержащих пород. Наибольшую площадь распространения таких пород сосредоточена в породах баженовской свиты. Особенность этих залежей состоит в том, что кероген, являющийся с точки зрения математического описания твердой фазой, обладает нефтегенерационным потенциалом и при благоприятных термо-барических условиях преобразуется в подвижные углеводороды. Преобразования керогена сопровождаются разнообразными медленнотекущими фазовыми переходами и химическими реакциями, на ход которых кроме всего прочего оказывают влияние минеральная составляющая пласта, бактерии и другие элементы среды.

Анализ и обобщение многочисленных исследований керогена [4, 14] позволяет назвать величины температур, необходимых для начала быстрого преобразования керогена порядка 300 – 500°C. Ряд ученых обращает внимание на важность присутствия в породе трещин [5, 6]. В тоже время в других работах [7, 8] указывается на самопроизвольное образование трещиноватости в керогеносодержащей породе в ходе преобразований керогена. Обобщая такие результаты, можно сказать, что для преобразования керогена нужно, чтобы порода, в которой он сосредоточен, имела способность к трещинообразованию. Тут же упомянем, что баженовская свита является достаточно текучей, из-за относительно высокого содержания глин [9].

Авторами настоящей публикации проведено изучение генерационной способности тяжелых углеводородов с точки зрения оценки термодинамического потенциала, как меры метастабильности тяжелых углеводородов. В работе [4] рассматриваются: диаграмма разложения керогена при термическом воздействии [10], фазовая диаграмма углерода [11] и линия фазового равновесия графит-алмаз [12]. Сопоставление указанных P-T диаграмм фазового состояния твёрдых нетекучих углеводородов показывает, что в условиях пластовых давлений (когда температура не превышает 250 С°) период полураспада тяжелых углеводородов составляет величины порядка геологического времени. Таким образом, следует вывод, что переход керогена в метастабильное состояние (выше зоны равновесия) можно стимулировать только

значительно повышая температуры (до 700 С°). Однако, согласно исследованиям по взрывному нагружению органического вещества [13, 14] действие динамического давления оказывает, как утверждают авторы, приоритетную роль в процессе превращения органического вещества. В этой связи, есть основания говорить о снижении необходимой температуры для запуска процесса преобразований в керогене (органическом веществе) в условиях повышенного давления, то есть важно одновременное действие и давления, и температуры.

Интерес, высказываемый авторами работы, относительно применения технологии ТГХВ на керогеносодержащих залежах основывается на опыте гидродинамического сопровождения воздействия на разных месторождениях РФ. Согласно получаемым в промысловых экспериментах результатам, интенсивность воздействия от экзотермического разложения бинарных смесей зависит от концентрации и объемов закачиваемых агентов. Как показывают расчеты, в ходе химической реакции выделяется тепло, которое относительно медленно прогревает породу в области, окружающей зону реакции, а активно выделяющиеся газы (продукты реакции) достаточно быстро повышают давление не только в месте локализации бинарной смеси, но и в окружающей зоне из-за самоускоряющейся реакции разложения. Этот факт позволяет приближать динамику роста давления в породе при организации ТГХВ к условиям взрывного нагружения, в которых были получены притоки углеводородов из керогена [13, 14].

По мнению автором, особым образом должно быть организовано ТГХВ на залежах баженовской свиты, так как в них значения пластовых температур и давлений находятся на относительно высоком уровне. Это может дать как положительный, так и отрицательный эффект на процесс химического разложения бинарных смесей, так как может привести к нежелательному и преждевременному ускорению реакции. Для гидродинамического моделирования и анализа проведения предлагаемого воздействия на пластах баженовской свиты требует уточнения существующей модели с позиции кинетики преобразования керогена, так как процесс может существенно зависеть от типа породы, состава керогеносодержащей матрицы, начальной пористости, трещиноватости, слоистости и др. факторов. Для этого крайне необходимы новые лабораторные исследования и достаточное компьютерное сопровождение [15].

Благодарности. Авторы благодарят за поддержку грант РФФИ №19-07-00433 А.

Литература

1. Вольпин С.Г., Смирнов Н.Н., Кравченко М.Н. и др. Перспективы применения волновой технологии термогазохимического воздействия для повышения нефтеотдачи пластов. // Нефтяное хозяйство. – 2014. - 1 – С.62-66.
2. Александров Е.Н. и др. Способ термохимической обработки нефтяного пласта. Патент РФ № РФ №2401941 С1: 2009.
3. В.Е. Вершинин, М.В. Вершинина, В.Б. Заволжский и др. Кинетика химических реакций при термогазохимическом воздействии на призабойную зону водными растворами бинарных смесей// Нефтяное хозяйство. 2016. № 12, с. 114-117.
4. Кравченко М.Н., Дмитриев Н.М., Мурадов А.В. и др. Инновационные методы разработки керогеносодержащих коллекторов, стимулирующие нефтегенерационный потенциал // Георесурсы. – 2016. – Т.18. – №4. – Ч.2. – с.321-326
5. Коровина Т.А., Кропотова Е.П. и др. Генетические аспекты формирования баженовской свиты и критерии прогноза ее промышленной продуктивности. // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. – 2014. – №2(10). – С. 11.
6. Нестеров И.И., Симоненко Б.Ф. и др. Влияние геостатического давления на образование углеводородных флюидов в процессе термокатализа ОВ (по экспериментальным данным) // Геология нефти и газа. – 1993. – №12. – С. 22-25.
7. Каюкова Г.П., Киямова А.М. и др. Состав продуктов гидротермальной деструкции органического вещества доманиковых пород. // Нетрадиционные ресурсы углеводородов: распространение, генезис, прогнозы, перспективы развития: Материалы Всероссийской конференции с международным участием 12–14 ноября 2013 г. М.: ГЕОС, 2013, с. 91-94.
8. Вольф А.А., Петров А.А. Особенности инициирования процесса внутрипластового горения в низкопроницаемых керогеносодержащих породах. // Нефтяное хозяйство. – 2006. – №4. – С. 56-58.
9. Конторович А.Э. и др. Пиролиз как метод изучения нефтегазогенерационного потенциала материнских пород. // Геология и геофизика. 1986. № 12. С. 36.
10. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. М.: Мир. 1981. – 504 с.
11. Карпов И.К., Зубков В.С., Степанов А.Н. и др. Термодинамический критерий метастабильного состояния углеводородов в земной коре и верхней мантии.//Геология и геофизика. 1998. Т.39. №11. с.1518-1528.
12. Кравченко М.Н. Нигматулин Р. И. Исследование особенностей ударного сжатия графита в области полиморфных превращений. Детонация и ударные волны. Черноголовка: ОИХФ АН СССР, 1986. С. 104-109.
13. Меленевский, В.Н. Преобразование рассеянного органического вещества при взрывном нагружении / В.Н. Меленевский, А.И. Ларичев, В.И. Мали // Геохимия. – 2003. - №12. - с. 1332-1336.
14. Молчанов, В.И. Генерация водорода в литогенезе / Молчанов В.В. // - Новосибирск: Наука, Сиб. отделение. 1981. – 142 С.
15. Бетелин В. Б., Юдин В. А., Афанаскин И. В. и др. Создание отечественного термогидросимулятора – необходимый этап освоения нетрадиционных залежей углеводородов России. М. : ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН. 2015. 206 с.

Еремеев А.Г. (АО «Южморгеология»)

Подготовка работников рабочих профессий по безопасности и охране труда в геологоразведочных организациях

Залогом успешной деятельности современного предприятия являются опытные и профессионально подготовленные работники. После распада СССР деструктивные процессы так же затронули и сферу образования и подготовки кадров. В условиях переходного периода и рыночной экономики сложилась ситуация, при которой были разрушены социальные программы, закрылись и обанкротились крупнейшие предприятия страны.

Промышленный сектор экономики пришел в упадок, часть работников рабочих профессий, ИТР и специалистов были вынуждены переквалифицироваться и заниматься другими востребованными видами бизнеса. Выпускники после 9 -11 классов не видели смысла получать начальное профессиональное или среднетехническое образование. Обучение в ВУЗах стало платным, что так же негативно сказалось на общем числе подготовленных кадров.

На то время существовала целевая комплексная программа подготовки и повышения квалификации рабочих кадров в системе Министерства геологии СССР. Последняя на 1986-1990 гг. была утверждена Приказом Мингео СССР от 06.04.1986г. № 425. Государственная инспекция Госпрофобра СССР проводила проверки учебных заведений по организации подготовки и повышения квалификации рабочих кадров на производстве и выполнению инструктивно - методических документов Госпрофобра СССР.

В Приказе Мингео СССР от 05.04.1988г. №167 «О мерах по улучшению профессионального обучения рабочих кадров на производстве» в числе общих вопросов сделан акцент на обеспечение качественного обучения рабочих по вопросам техники безопасности.

К сожалению, отрасль геологоразведки не стала исключением. И с реорганизацией и перестройкой в стране, уходом от плановой экономики большинство учебных центров и курсовых комбинатов по подготовке кадров рабочих профессий прекратили свое существование и в настоящее время вопрос по подготовке и профессиональному обучению кадров является актуальным.

В ходе производственной деятельности на работника, выполняющего геологоразведочные работы (сухопутные), влияют следующие вредные и опасные факторы (мы рассмотрим основные):

- отдаленность и труднодоступность мест проведения работ;
- эксплуатация и ремонт оборудования, транспортных и технических средств;
- подвижные части машин и механизмов;
- климатические особенности региона проведения работ;
- электрический ток;
- ВВ (взрывчатые вещества), огнеопасны и ядовитые вещества;
- дикие (хищные) звери.

Этот перечень очень краток и его можно продолжить и дополнить другими многочисленными факторами, неблагоприятно влияющими на работника. При ведении морских геологоразведочных работ в это перечень включаются риски, связанные с эксплуатацией и работой на судах и нахождением в море или океане.

Согласно п. 1.2.30. ПБ 08-37-2005 «Правил безопасности при геологоразведочных работах» работники полевых подразделений до начала полевых работ, кроме профессиональной подготовки и инструктажа по безопасности труда, должны быть обучены приемам и навыкам, связанным со спецификой работ в данном районе, оказанию первой помощи пострадавшим при несчастных случаях и заболеваниях, мерам предосторожности от опасной флоры и фауны, а также способам ориентирования на местности и подачи сигналов (о помощи, предупреждающих об опасности и др.). Обращу Ваше внимание на фразу: - « до начала полевых работ...».

Таким образом, с учетом специфики работ, воздействием вредных и опасных факторов работник геологоразведочной партии, в т.ч. и вновь принятый, должен быть подготовлен, пройти обучение и проверку знаний по программам:

- обучение вопросам охраны труда и оказанию первой помощи пострадавшим;
- обучение методам и приемам безопасного ведения работ;
- обучение по промышленной безопасности с учетом эксплуатации ОПО;
- пожарно-технического минимума;
- обучение электробезопасности (не менее 2-3 группы);
- обучение экологической безопасности и охране окружающей среды.

Согласно РД-08-37-95 «Правил безопасности ведения морских геологоразведочных работ», п.1.9.- Работники морских экспедиций (рейсов) до выхода в море, кроме профессиональной подготовки и получения инструктажа по безопасности труда, должны быть обучены приемам, связанным со спецификой морских работ в данном районе.

Работники морских партий в связи с нахождением на судне дополнительно проходят обучение согласно Международной Конвенции о подготовке и дипломировании моряков и несении вахты (**МК ПДНВ 78**) по программам:

- начальная подготовка по безопасности - в соответствии с требованиями Правила А-VI/1 МК ПДНВ 78;
- подготовка по охране судна и портовых сооружений – для лиц, не имеющих назначенные обязанности (ОСПС) согласно требованиям раздела А-VI/6, таблицы А-VI/6 МК ПДНВ.

После прохождения данной подготовки работники получают достаточную информацию и практические навыки общения с другими людьми на судне по основным вопросам безопасности не обходимым действиям в случае:

- падения человека за борт;
- обнаружения пожара и дыма;
- подачи сигнала о пожаре или оставлении судна;
- местонахождения индивидуальных спасательных средств и умение их использовать;
- угрозы пожара и оперативным действиям по тушению очага возгорания;
- несчастного случая или в других обстоятельствах, требующих медицинского вмешательства, прежде чем обращаться за последующей медицинской помощью имеющейся на судне;
- могли правильно действовать при террористической угрозе, нападении на судно.

Данные навыки и умения необходимы работникам для безопасного выполнения работ на судне.

Состав геологоразведочной партии ориентировочно на 40-45% состоит из ИТР и специалистов, которые являются постоянными работниками организации, оставшиеся 55-60% - это сезонные работники рабочих профессий. Организация и подготовка партии к работам в полевом сезоне начинается заранее, но основную массу работников 55-60% работодатель принимает на работу уже непосредственно перед выездом на работы (за 5-10 дней), сокращая таким образом издержки по оплате проживания данной категории работников, их заработной плате и пр.

С учетом данных обстоятельств стоит задача в максимально короткие сроки подготовить работника по всем аспектам безопасности геологоразведочных работ. И если по охране труда и пожарной безопасности работодатель может организовать обучение и проверку знаний непосредственно в самой организации, сократив транспортные и прочие расходы, то часть курсов и программ проф.подготовки преподается только в учебных организациях, имеющих соответствующую лицензию на данный вид обучения/ учебную программу.

Другой немаловажный аспект - это качество обучения, т.е. необходимые знания, практические навыки которые получит работник для обеспечения личной безопасности и грамотных действий в случае аварий и инцидентов.

В соответствии с п.п.2.2.1. Постановления 1/29 «Об утверждении Порядка обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организаций»: Работодатель (или уполномоченное им лицо) обязан организовать в течение месяца после приема на работу обучение безопасным методам и приемам выполнения работ всех поступающих на работу лиц, а также лиц, переводимых на другую работу.

Основной задачей и целью любой организации является получение прибыли, и желание снизить не производственные затраты включая расходы на организацию и проведение обучения работников по аспектам безопасности и охраны труда, вполне естественно у не дальновидных руководителей.

И лишь незначительный процент руководителей, действительно изучивших трудовое законодательство и получив практический опыт, имеют представление о важности процесса обучения и подготовки работника, в системе менеджмента предприятия и его успешном функционировании.

Можно долго рассуждать и спорить об объективности и работоспособности нормативного акта, который в настоящее время регламентирует порядок организации и проведения обучения и подготовки работников по вопросам охраны труда. Попытка что - то изменить в этом направлении путем принятия ГОСТа 12.0.004-2015 «Организация обучения безопасности труда. Общие положения» по мнению многих специалистов по охране труда заметного результата не принесла.

Проведенные реформы в образовании и принятые социальные программы за прошедшее время, по мнению большинства опрошенных коллег не смогли дать необходимого позитивного результата в подготовке кадров, их дальнейшем трудоустройстве и адаптации на производстве. Работодатель так и остается один со своими проблемами по подготовке работников и обучению, без должной поддержки.

Весь процесс от вводного инструктажа, до проверки знаний является неразрывным и важным для конечного результата – освоения навыков безопасного труда.

Практически любой несчастный случай, произошедший с работником геологоразведочной партии, зачастую оборачивается огромными финансовыми потерями для предприятия от приостановки работ до эвакуации пострадавшего до

ближайшего медицинского учреждения. Экстренная эвакуация пострадавшего может превратиться в целую спасательную операцию, в которой могут быть задействованы десятки людей и единиц техники.

Проведенный анализ травматизма в геологоразведочной организации за пятнадцатилетний период дает представление о зависимости стажа работы и вероятностью получения травмы.

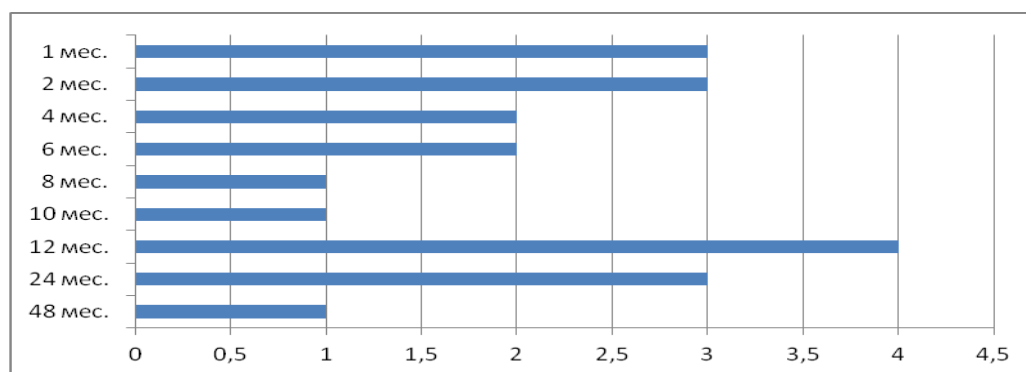


Рисунок 1 - Диаграмма количества НС и стажа работы

На представленной диаграмме можно проследить зависимость от стажа работы и количеством несчастных случаев. И большее количество случаев приходится на период первых двух-трех месяцев, когда вновь принятый работник осваивается на производстве и период от 1 года до 2 лет, когда у некоторых работников снижается осторожность и они начинают пренебрегать правилами безопасности, т.к. называемый комплекс “Дон Жуана”. Таким образом, появились две точки на оси времени (стажа), первый месяц от приема на работу и 1 год, те самые временные промежутки, когда работник должен пройти обучение безопасным методам и приемам ведения работ, проверку знаний.

Обучение по вопросам охраны труда проводится при подготовке работников рабочих профессий, переподготовке и обучении их другим рабочим профессиям. Обучение организуется и проводится в организации, непосредственным руководителем работ. И от того насколько сам руководитель подготовлен, серьезно и добросовестно относится к процессу обучения и проверки знаний работника, имеет на это достаточно времени, необходимое помещение, оборудование и инструмент для проведения стажировки зависит качество подготовки работника по безопасности и охраны труда.

Зачастую на производстве все сводится к короткой беседе с работником и перекладыванием работы по обучению на “опытного” работника, который назначается наставником. И если вновь принятому работнику повезет с наставником, который расскажет и покажет, как надо работать безопасно, с учетом особенностей Геленджик, 27 -31 мая 2019 г.

производства, оборудования, местности и пр., а сам работник добросовестно будет перенимать опыт и проникнется вопросами безопасности, то и вероятность травмирования в таком случае будет минимальной.

Согласно РД-08-37-95 «Правил безопасности ведения морских геологоразведочных работ», п. 1.7. - Проверка знаний правил, норм и инструкций по технике безопасности руководящими работниками и специалистами должна проводиться не реже одного раза в три года, а для выезжающих на полевой сезон ежегодно перед выездом на полевые работы.

Из этого следует, что для подготовки работников геологоразведочных предприятий по вопросам безопасности и охраны труда жизненно необходимо организовать надлежащим образом процесс обучения и подготовки по направлениям безопасности. Для этого необходимо организовать материальную базу, привлечь специалистов, имеющих представление о геологоразведочных работах и связанными с этим рисками, разработать учебные программы с учетом специфики работ и категорий обучаемых работников.

В настоящее время в АО «Южморгеология» ведется подготовка по организации и ведению образовательной деятельности, в том числе обучению работников по направлениям безопасности и профессиональной подготовки на базе организации. Разработаны учебные программы, подготовлен методический материал, оснащены необходимым оборудованием учебные аудитории, подобран преподавательский состав. Надеемся на положительный результат лицензирующего органа и продуктивную работу, взаимодействие и обмен опытом с коллегами по вопросам безопасности и охраны труда на производстве.

Литература

1. Постановление Минтруда и Минобрнауки от 13.01.2003г. № 1/29 «Об утверждении Порядка обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организаций» в ред. Приказа Минтруда России N 697н, Минобрнауки России N 1490 от 30.11.2016.
2. Международная Конвенция о подготовке и дипломировании моряков и несении вахты (**МК ПДНВ 78**) с поправками 2010г.
3. ГОСТ 12.0.004-2015 ССБТ «Организация обучения безопасности труда. Общие положения».
4. ПБ 08-37-2005 «Правил безопасности при геологоразведочных работах».
5. РД-08-37-95 «Правил безопасности ведения морских геологоразведочных работ».
6. Приказ Мингео СССР от 05.04.1988г. №167 «О мерах по улучшению профессионального обучения рабочих кадров на производстве»

Ефимов А.С. (ФГБУ «ВНИГНИ»)

Районирование территории Восточной Сибири по возможностям сейсмогеологического изучения структурно-тектонических и седиментационно-емкостных свойств разреза рифейско-вендских и палеозойских отложений.

(на основе оптимизации методики сейсмических наблюдений, применения инновационных технологий и комплексирования с другими геофизическими методами)

Нефтегазопроисковые работы методом ОГТ охватывают различные районы Сибирской платформы от Присяжно-Енисейской синеклизы на юге до центральной части Курейской синеклизы на севере и Вилюйской синеклизы на востоке. Осадочный чехол этих регионов имеет широкий спектр, набор формационных и фациальных обстановок и, соответственно, отличий в сейсмоакустических, геоэлектрических характеристиках нефтегазоносных толщ и горизонтов. Они существенно отличаются по сложности сейсмогеологических, орографических и климатических условий проведения полевых работ. Если в южной части платформы на дневной поверхности обнажаются кембрийские и ордовикские осадочные комплексы, благоприятные для возбуждения упругих колебаний (УК) традиционными взрывными и невзрывными способами, то север, особенно Курейской синеклизы и северо-западной части Непско-Ботуобинской антеклизы представлен обширными и мощными полями туфогенно-лавовых образований, в разной степени поглощающими и рассеивающими энергию сейсмического сигнала. Различные условия возбуждения и приема упругих колебаний влияют на информативность полевых сейсмограмм и окончательных временных разрезов, которые используются для геологической интерпретации.

Эти проблемные вопросы сейсморазведки, применительно к условиям Сибирской платформы были определены фактически, на начальном этапе ее изучения. Особенно остро они проявились на перспективных территориях севера платформы (Бахтинский мегавыступ, Курейская синеклиза, северо-запад Непского свода), где верхняя часть разреза (ВЧР) осадочного чехла мощностью до 1,5-2 км сложена не только туфогенными образованиями нижнего триаса, но и насыщена пластовыми и секущими телами долеритов, суммарная мощность которых может превышать 1000 метров или до 50% разреза. В связи с этим, ВЧР приобретает исключительно сложное строение и вносит искажающее влияние на результаты любого из геофизических методов, изучающих строение нижезалегающих перспективных горизонтов. Ряд параметрических скважин региона показал, что горизонты нижнего кембрия, венда, базальные уровни осадочного чехла здесь на глубинах около 3500-4200м залегают практически горизонтально с плавным региональным погружением к центральным

областям синеклизы, с углами падения традиционными для осадочного чехла платформенных областей, менее одного градуса. В верхней же части разреза, до глубин 2-2,5 км имеем интенсивную интродуцированность долеритами (траппами) толщ верхнего-среднего палеозоя, а сверху всё это перекрыто грубообломочными туфами и покровами эффузивов триаса, суммарная мощность которых колеблется в зависимости от рельефа в пределах от 200 до 1000 м.

По результатам работ 70-80гг был сделан вывод, что отсутствие регулярных отраженных волн на сейсмограммах и временных разрезах связано с резко неоднородной слоистой средой ВЧР, в основном сложенной туфами и эффузивами и характерной для районов полигонов. Зоны с подобным строением отнесены к III категории сложности по сейсмогеологическим условиям и признаны не благоприятными для проведения сейсморазведки.

Районирование по аналогичным критериям восточных территорий Сибирской платформы позволили отнести большую часть Иркутской области и Якутскую части платформы к землям I категории. Здесь почти на всей территории нет отложений грубообломочных пирокластических и эффузивных пород триаса, в значительно меньшей степени чем на западной половине платформы разрез палеозоя насыщен трапповыми интрузиями, не более 10% разреза осадочного чехла. Лишь северо-западные площади Иркутской области, где развиты толщи туфов триаса рассматривались по геологической эффективности сейсморазведки как земли II-III категорий. Ещё один район Иркутской области, где весьма низка эффективность сейсморазведки, это площади Предпатовского прогиба. Но, причины низкой прослеживаемости опорных горизонтов на временных разрезах здесь иные, в основном связанные со сложными структурно тектоническими обстановками, развитием горстов, разломов, зонами интенсивных межпластовых перетоков кембрийских солей и зональным мозаичным выщелачиванием пластов каменной соли в нижнем-среднем кембрии приводящем к резким нарушениям акустической слоистости в средней и верхней частях разреза.

Следует заметить, что характеризующие результаты получены в 70-90 годы (прошлого столетия) с применением хотя и цифровых, но не телеметрических сейсмостанций, а кратность, в основном, составляла 12-24, редко 48. Обработка материалов выполнялась с использованием программных продуктов, которые безусловно уступали современным обрабатывающим системам. Переход на телеметрические системы (обладающие большим динамическим диапазоном) резкое

увеличение средней кратности применяемых систем наблюдения по ОГТ, применение современных обрабатывающих программных комплексов, конечно же подняли прослеживаемость отражений на современных сейсмических разрезах, но проблемы геологической эффективности сейсморазведки на площадях Сибирской платформы при нефтегазопроисловых работах сохранились.

Основных таковых проблем, решение которых определяет степень эффективности сейсморазведочных поисковых работ, две: информативность по степени прослеживаемости сейсмических разрезов и точность структурных построений по сейсмическим горизонтам. Точность структурных построений определяется надёжностью корреляции отражающих горизонтов и наличием опорной информации по изменению, колебаниям скоростных характеристик по разрезу осадочного чехла, а также вдоль сейсмического профиля. Для повышения информативности (прослеживаемости отражений на разрезах) необходимо определиться с причинами её снижения, отсутствия и планировать (моделировать) системы наблюдений ОГТ для борьбы с этими причинами.

Остановимся на причинах. Анализ значительного объёма результатов вертикального сейсмического профилирования (ВСП) скважин глубоких и колонковых бассейна нижнего, среднего течения Н.Тунгуски, т.е. на землях II и III категории сложности свидетельствуют, что практически на всех монтажах (разрезах) ВСП существуют восходящие оси синфазности отраженных волн от глубоких границ. Однако, зачастую в скважинах, особенно в полях развития триасовых образований эти оси из глубины доходят до подошвенных частей верхних сложно построенных трапповых интрузий и подошвы туфов триаса дальше к поверхности не просматриваются, либо прослеживаются по очень сложным траекториям. При этом монтажи ВСП одной скважины из разных пунктов возбуждения на поверхности очень сильно разнятся по этому критерию. Пункты возбуждения располагаясь вокруг скважины, либо по лучам на разных удалениях от скважины по приповерхностным геологическим условиям существенно не различаются. Моделирования (математическое) полного волнового поля показали, что в зависимости от неоднородности ВЧР на поверхности могут формироваться участки «тени» куда отражения от глубоких горизонтов не доходят из-за эффектов преломления, отражения на боковых стенках интрузий, крупноблочных туфов и т.п. Основным приёмом борьбы с подобным для повышения информативности сейсморазведочных материалов МОГТ является увеличение плотности систем наблюдения МОГТ.

Ефимов В. И. (ОАО «Краснодарнефтегеофизика», EfimovVII@rusgeology.ru)

Перспективы нефтегазоносности приосевой части Западно-Кубанского прогиба

В приосевой части Западно-Кубанского прогиба на западе установлен ряд нефтегазовых месторождений, и, в том числе, - самое крупное в Краснодарском крае Анастасиевско-Троицкое. Территории, расположенные восточнее, изучены сейсморазведкой и глубоким бурением значительно меньше.

Между тем предпосылки выявления здесь новых нефтегазовых объектов имеются. Это тектонические аналоги поднятий Анастасиевско-Троицкой зоны – структуры криптодиапирового генезиса (Варнавинская, Восточно-Троицкая, Федоровская и другие), аналоги объектов Южно-Андреевской зоны в чокраке, аналоги верхнеюрских объектов Крупской площади, объекты в майкопских отложениях, с которыми связаны нефтепроявления в Краснодарской скважине №1, и другие объекты различного генезиса, которые либо не доизучены, либо еще не выявлены ввиду редкой сети сейсмических профилей.

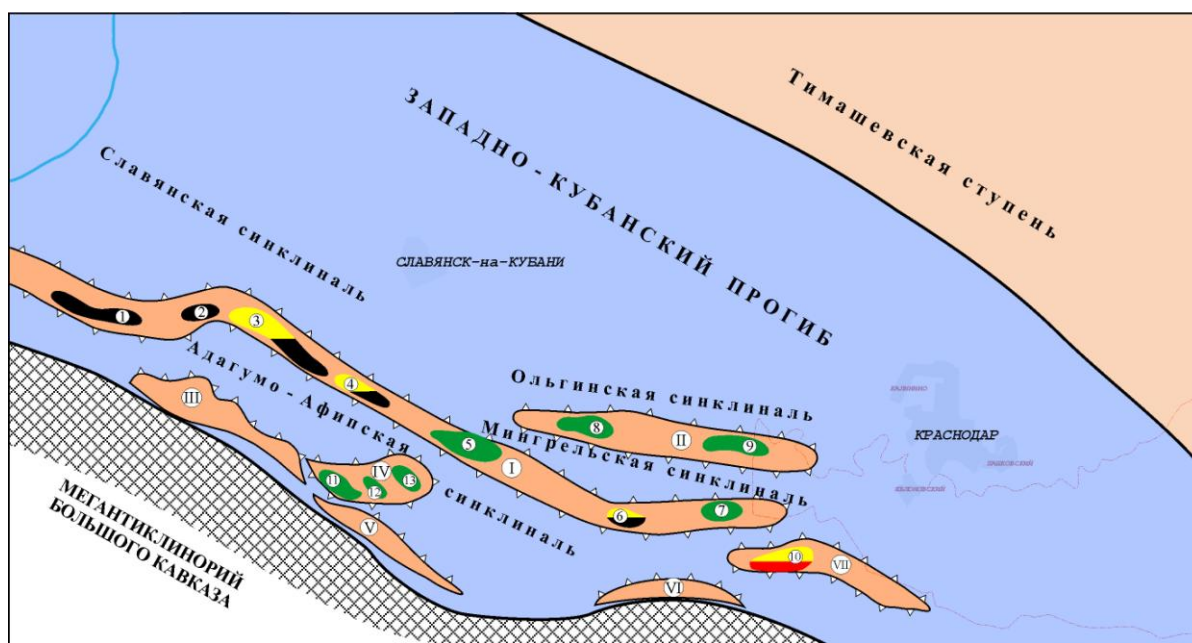
Поисково-разведочное бурение в этой зоне проводилось в 50-70-е годы прошлого столетия, когда разведывались и осваивались уже открытые месторождения и прилегающие к ним территории. Интерес к этому району значительно снизился после получения отрицательных результатов бурения на Оболонской, Марьянской, Северо-Крюковской, Мингрельской и других площадях. Приостановка геологоразведочных работ не означает отсутствия перспектив нефтегазоносности отложений, с которыми связывается продуктивность Анастасиевско-Краснодарской зоны, поскольку бурение было ориентировано на слабо обоснованные объекты неантиклинального типа, а также зонально обособленные объекты Оболонско-Марьянского выступа.

Анализ сводных структурных построений Западно-Кубанского прогиба (ЗКП) позволил существенно изменить и уточнить сложившиеся представления о характере тектонической зональности и истории формирования осадочного чехла прогиба.

Один из наиболее перспективных объектов нефтегеологического районирования в приосевой части ЗКП - Анастасиевско-Троицкая антиклинальная зона. Выполненные сводные структурные построения позволяют предложить новую редакцию трассирования этого элемента к востоку от Троицкой площади - через Восточно-Троицкую и Федоровскую структуры, с выделением собственно Анастасиевско-Троицкой антиклинальной зоны (Рис.1) и самостоятельной Оболонско – Марьянской антиклинальной зоны.

Перспективы нефтегазоносности восточного фрагмента Анастасиевско-Троицкой зоны в предлагаемой редакции существенно повышаются, подтверждением чему служит факт получения промышленного притока газа из сарматских отложений в скважине Федоровская 1 и нефтепроявлений из чокрака и майкопа. Изученность этого направления сейсморазведкой и бурением характеризуется наличием крупных «белых

пятен» (территория перекрыта Варнавинским и Крюковским водохранилищами, зонами поселений).



Условные обозначения:

Структуры и месторождения:

- | | |
|----------------------------|------------------------------|
| 1 - Курчанская | 8 - Северо-Крюковская |
| 2 - Западно-Анастасиевская | 9 - Марьянская |
| 3 - Анастасиевская | 10 - Северо-Западно-Афипская |
| 4 - Троицкая | 11 - Мелеховская |
| 5 - Восточно-Троицкая | 12 - Ново-Троицкая |
| 6 - Федоровская | 13 - Западно-Варнавинская |
| 7 - Львовская | |

Апт. зоны и выступы:

- | |
|----------------------------|
| I - Анастасиевско-Троицкая |
| II - Оболонско-Марьянская |
| III - Адагумский |
| IV - Мелеховский |
| V - Северо-Крымский |
| VI - Ильский |
| VII - Афипский |

В последние годы поисково-разведочные работы в Западно-Кубанском прогибе (ЗКП) были направлены преимущественно на поиски залежей в миоценовых (чокракских) отложениях в западной части ЗКП и доразведку заливообразных объектов Нефтегорской зоны в майкопе. Ресурсы выявления новых объектов этих типов в границах прогиба почти полностью исчерпаны.

Между тем, как представляется по результатам выполненного анализа особенностей строения осадочного чехла ЗКП, крупные, ранее пропущенные или недоразведанные перспективные объекты могут быть выявлены также в подстилающих и перекрывающих чокрак отложениях.

Полоса развития песчаных горизонтов нижнего-среднего майкопа прослежена по данным сейсморазведки и бурения в южной части ЗКП западнее Нефтегорской зоны, выполнено картирование зон их фациального замещения. По отдельным горизонтам среднего майкопа локализованы поисковые объекты литологического, структурно-литологического, структурного типа (Ново-Троицкое, Крюковское, Мингрельское и другие поднятия; Мелеховская, Восточно-Ильская и другие ловушки литологического типа). Перспективы нефтегазоности этих объектов не определены.

Наличие песчаных пачек на уровне III и IV горизонтов среднего майкопа подтверждено глубоким бурением на Адагумской, Восточно-Ильской, Мингрельской, Крюковской, Федоровской, Науменской, Краснодарской площадях. На последней в среднемайкопских песчаных горизонтах, вскрытых скважиной Краснодарской 1 в интервале глубин 3520-3630 м выявлены признаки наличия нефти и газа.

Структуры, выделяющиеся по кровле майкопских отложений, ввиду преимущественно глинистого состава отложений верхнего майкопа самостоятельного значения в рамках ЗКП не имеют. Однако эти структуры, тесно коррелирующиеся, в том числе, с залежами УВ в чокраке, могут служить индикаторами наличия объектов в вышележащих и нижележащих отложениях (киммерий, понт, меотис, сармат, чокрак, средний-нижний майкоп).

В частности, отчетливо проявленным в интервале отложений от киммерия до чокрака направлением является поиск УВ в надмайкопских отложениях в структурах криптодиapiroвого и барового генезиса (Восточно-Троицкая, Федоровская и другие структуры)

Заднепровская М.В., Лыгин В.А. (АО «Южморгеология»)

Комплексирование геофизических методов для прогноза перспектив нефтегазоносности (на примере Байдарацкой губы, Карское море)

Рассматриваемый в качестве примера участок находится в области сочленения крупнейших структур земной коры: эпигерцинской Западно-Сибирской плиты, герцинского складчатого пояса Полярного Урала, раннекиммерийского складчатого пояса Пай-Хоя.

На схеме высокочастотных геомагнитных аномалий ТаНР20 выделены разломы, контролирующие изменения направлений остаточных геомагнитных аномалий. В более детальном представлении для центрального блока Байдарацкой губы характерно ячеисто-блоковое строение (Рис. 1).

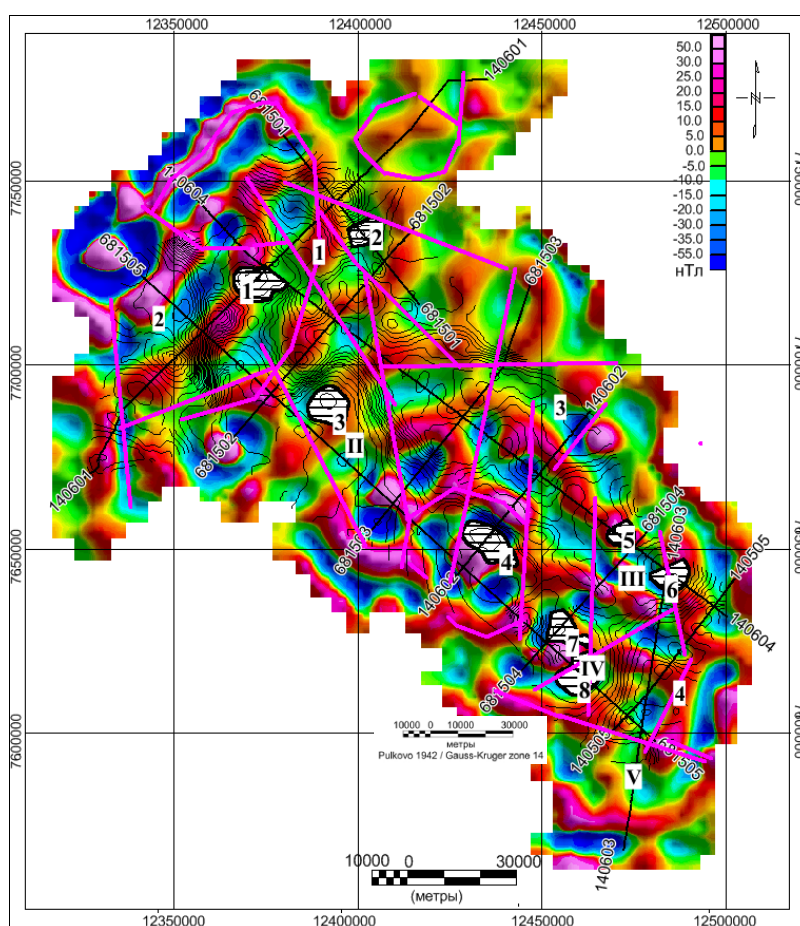







Рис. 1 Схема остаточных высокочастотных геомагнитных аномалий ТаНР20
Условные обозначения:

	Изогипсы поверхности карбона (горизонта II)
	Локальные поднятия
I, II, III, IV, V	Положительные структурные элементы (поднятия)
1, 2, 3, 4	Отрицательные структурные элементы
	Разломы, выделенные по изменениям направлений аномалий ТаНР20
	Профили гравиметрических и магнитометрических съемок
	Береговая линия

Выделяются аномалии кольцеобразной формы с отрицательными аномалиями в центрах. Наибольший интерес для поисков залежей углеводородов представляет кольцевая геомагнитная аномалия с центром на пересечении профилей 681504 и 681505, сопровождающаяся кольцевой гравитационной аномалией и кольцевая геомагнитная аномалия с центром на пересечении профилей 140602 и 681505, сопровождающаяся полукольцевой гравитационной аномалией. Участки высоких перспектив нефтегазоносности, выделенные по данным геохимических работ, тяготеют к положительным геомагнитным аномалиям ТаНР20, ограниченным разломами.

В результате полосовой и частотной фильтрации гравитационных и магнитных аномалий выявлено блоковое строение остаточных высокочастотных гравитационных и геомагнитных аномалий. В структурной схеме высокочастотных геомагнитных аномалий ТаВРЗ-9 в сопоставлении со структурной схемой по горизонту II (Рис. 2) блоковое строение определяется:

– субмеридиональной и северо-восточной ориентировкой геомагнитных аномалий ТаВРЗ-9 в западной и северо-восточной частях Байдарацкой губы;

ячеисто-блоковой структурой с наличием субширотных и субмеридиональных остаточных геомагнитных аномалий в центральной и юго-восточной частях Байдарацкой губы.

Представляет интерес кольцеобразная структура на пересечении профилей 681503 и 681505. Другие кольцеобразные структуры либо небольшие по размерам, либо выявлены на единичных профилях, либо на концах профилей.

На этапе предварительной интерпретации предполагалось, что остаточные высокочастотные геомагнитные аномалии ТаВРЗ-9 и остаточные гравитационные аномалии ТаВРЗ-9 обусловлены структурно-вещественными неоднородностями мезозой верхнепалеозойских комплексов горных пород. На этапе комплексной интерпретации при сопоставлении аномалий ТаВРЗ-9 со структурными схемами по основным отражающим сейсмическим горизонтам выявилась достаточно строгая приуроченность субмеридионально ориентированных осей аномалий ТаВРЗ-9 к линейным зонам изломов изогипс горизонта II, обусловленных локальными особенностями рельефа поверхности каменноугольных горных пород.

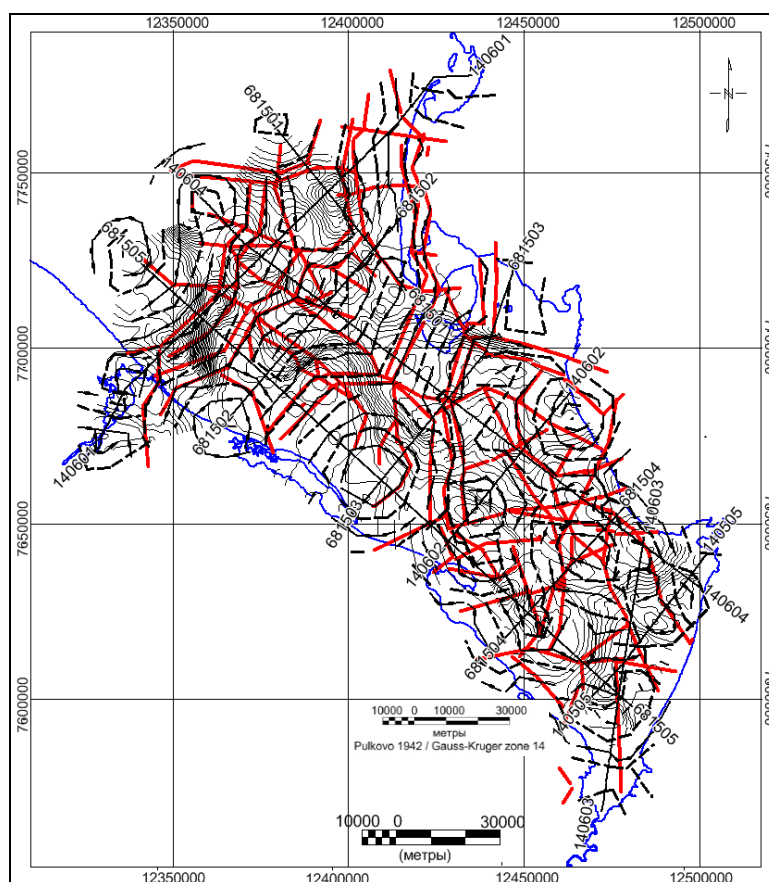


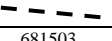


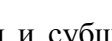


Рис. 2. Остаточные высокочастотные геомагнитные аномалии ТаBP3-9 в сопоставлении со структурной схемой по горизонту II

Условные обозначения:

	Изогипсы по поверхности карбона (горизонта II)
	Разломы, выделенные по схеме геомагнитных аномалий ТаBP3-9
	Оси положительных гравитационных аномалий G _a HP20
	Оси отрицательных гравитационных аномалий G _a HP20
	Профили гравиметрических и магнитометрических съемок
	Береговая линия

Выявлена также приуроченность линеаментов, ориентированных в юго-восточном и субширотном направлениях и контролирующих изменения направлений субмеридионально ориентированных аномалий ТаBP3-9, к между блоковым границам структурной схемы по горизонту II и, в меньшей степени, к между блоковым границам структурных схем по горизонтам III и IV. В центральной и юго-восточной частях Байдарацкой губы выявлены субмеридионально и субширотно ориентированные между блоковые линеаменты остаточных гравитационных аномалий, с которыми увязываются между блоковые линеаменты структур по поверхностям комплексов горных пород каменноугольной (горизонт II), девонской (горизонт III) и силурской (горизонт IV) систем.

Завалишин А.А. (АО «Южморгеология»)

Опыт проведения экологического мониторинга в зоне арктического шельфа.

Сегодня на шельфе арктических морей геологоразведка уже не представляется без экологического сопровождения, с грамотной и эффективной организацией экологического мониторинга исследуемых акваторий и производственно-экологическим контролем на научно-исследовательских судах. Главной задачей экологического сопровождения морских работ является оценка состояния окружающей среды и своевременное выявление развития негативно влияющих производственных процессов на природную среду. Как основной инструмент, экологический мониторинг позволяет поддерживать качество окружающей среды при проведении морских геологоразведочных работ. Однако так было не всегда, и признание необходимости проведения экологического мониторинга сложилось в результате длительной и кропотливой работы, позволившей накопить необходимый опыт, создать основу для соответствующих нормативных и методических обоснований.

Осуществлять любую хозяйственную деятельность необходимо с соблюдением природоохранных требований. В частности, при осуществлении деятельности на морских акваториях необходимо предусматривать мероприятия по сохранению мест нагула, отдыха и путей миграции морских млекопитающих (ММ) и птиц, обитающих в районе работ. Наиболее значимыми факторами воздействия на морских млекопитающих при реализации хозяйственной деятельности на морских акваториях, включая геологоразведочные работы, являются шум, создаваемый сейсмоакустическим оборудованием и судами, а также риск столкновения ММ с судами и другими объектами. Негативное влияние морских операций на морских млекопитающих и птиц может также проявляться в том, что животные могут покинуть привычные места обитания, потерять слух, ориентацию в пространстве и т.д.

За последние годы специалисты АО «Южморгеология» выполнили ряд комплексных морских экспедиционных работ на шельфе Карского моря. Нами практикуется совмещение в комплексе с геологоразведочными задачами присутствие экологических исследований, направленных на оценку негативного воздействия при геологоразведочных работах. Накопленный опыт проведения экологических работ, в составе обученных специалистов и наблюдателей за ММ, существующая техническая база экологического оборудования и аккредитованная лаборатория, позволяет проводить производственный экологический мониторинг и контроль комплексно с

различными геологоразведочными работами.

Проведённая АО «Южморгеология» оценка воздействия на окружающую среду показала, что планируемые работы могут оказывать определённое негативное воздействие на морских животных и требуют применения специальных «смягчающих» мер. С целью обеспечения безопасности морских млекопитающих и птиц во время проведения работ и для своевременного принятия мер по снижению негативного воздействия на окружающую природную среду до начала работ были разработаны природоохранные мероприятия, включающие, в том числе, производственный экологический мониторинг и контроль. Данные мероприятия в составе «Оценки воздействия на окружающую среду» были утверждены Росприроднадзором РФ в рамках Государственной экологической экспертизы и согласованы с Федеральным агентством по рыболовству. Для реализации природоохранных мероприятий в акваториях шельфовой зоны Карского моря АО «Южморгеология» было обеспечено постоянное присутствие на борту судна специалистов-экологов.

По результатам визуальных наблюдений за морскими млекопитающими и птицами, гидрометеорологических и экологических наблюдений, лабораторного анализа отобранных проб воды и донных отложений, получена достоверная информация о количественном и видовом составе встреченных во время работ морских млекопитающих, птиц и представителей водной биоты. Получена информация об экологическом состоянии природной среды, а также приняты меры по снижению негативного воздействия на окружающую природную среду.

Следует также указать, что в последние годы отмечается активное участие АО «Южморгеология» в освоении шельфовой зоны арктических морей.

В рамках научного обоснования производственного экологического контроля и мониторинга, в связи с малой изученностью экосистемы шельфовой части арктических морей, для современной и объективной оценки экологического состояния акваторий, актуально продолжать развивать это направление. Данное положение могло бы найти отражение в возможности кооперации с другими организациями, заинтересованными в проведении экологического сопровождения, проводящие в шельфовой зоне свои геологоразведочные изыскания.

С увеличением интенсивности освоения природного потенциала морского шельфа и расширением производственного сектора в Арктике, накопленные сведения и опыт АО «Южморгеология» могут быть полезными в задаче по сохранению природной среды и объектов животного мира в этом регионе.

Казайс В.И. (АО «Таймыргеофизика», v.kazais@tmrgeo.ru)

Стратегия изучения труднодоступных районов Арктики на основе высоких геотехнологий

Недра Таймыра сказочно богаты (достаточно назвать Норильск и Ванкор). Однако, это всего лишь вершина айсберга, поскольку из-за сложных горно-геологических условий, так или иначе связанных с интенсивно проявленным трапповым магматизмом, регион ещё крайне слабо изучен сейсмическими методами (МОГТ, ранее МОВ). Поэтому здесь широко применяется альтернативное направление исследований, развиваемое автором с середины 1960-х годов под брендом «сейсмогравимагнитное моделирование» (СГММ).

В рамках созданного методико-технологического комплекса СГММ впервые реализовано естественное физико-географическое преимущество Арктики и Антарктики, обладающих предельно простым, вертикально направленным магнитным полем, преобразование которого в функциональный аналог гравитационного поля (концептуальная идея подхода) по найденным точным, в конечных интегралах, алгоритмам осуществляется наиболее корректно. Это обеспечивает надёжное моделирование (опережающий прогноз) крупных нефтегазо- и рудоконтролирующих структур и, как следствие, сокращение объёмов дорогостоящей сейсморазведки и ещё более дорогостоящего глубокого бурения. Многолетняя практика доказала эффективность применяемой стратегии при поисках нефти и газа в различных условиях Западной и Восточной Сибири.

В 1960-1980-е годы безошибочный региональный прогноз по данным СГММ, а также высокая точность поисковой сейсморазведки МОВ, достигнутая на основе разработанного нами эффективного учёта скоростной неоднородности многолетнемёрзлых пород (в сочетании с отличной организацией и согласованным проведением геофизических и буровых работ в режиме единого геологоразведочного процесса) ускорили открытие крупных залежей нефти и газа в Приенисейской полосе Западной Сибири. Эти открытия позволили в отведённые лично премьером А.Н. Косыгиным кратчайшие сроки, не более 3-х лет, успешно выполнить особо важное правительственное задание по переводу Норильского комбината на дешёвое природное топливо, а в последующие годы решить другую, актуальную для России, проблему наполнения магистрального нефтепровода ВСТО (за счёт подключения его к Ванкору).

На рубеже 2000-х годов не имеющее аналогов сейсмогравимагнитное моделирование оказалось вообще единственным средством, обеспечившим впервые

получение целостной и достоверной геологической информации в трапповых полях Восточной Сибири (третья, высшая категория трудности по классификации ВНИИГеофизики). В итоге 20-летних исследований автора в непосредственной близости от Большого Ванкора, на перспективных и доступных рифей-палеозойских уровнях разреза, был обнаружен крупнейший (более 300 тыс км², что превышает размеры Великобритании), но никем не замеченный ранее объект – Норильская седловина (НГО) с прогнозными ресурсами от 6,2 до 10,6 млрд т условного топлива. Материалы СГММ позволили (практически с чистого листа и с минимальными затратами) выявить и закартировать в Норильской седловине до 50 антиклинальных структур - потенциальных месторождений нефти и газа, а также целый ряд неизвестных прежде вулканогенных впадин, контролирующей рудоносность Норильского района. Смоделированные структуры во всех случаях (где они были заверены) подтверждены последующими работами МОГТ.

Полученные результаты позволили нам в 2003 году разработать крупномасштабную инновационную программу «Большая Карта», которая предусматривает ускоренное изучение глубинной тектоники всего Таймырского сектора Арктики на базе высокоэффективной технологии СГММ и редкой сети эталонировочных маршрутов МОГТ, с привязкой их к опорным профилям Государственной сети «Батолит», «Алтай – Северная Земля» и др.

В начале 2000-х годов в рамках этой же программы был обоснован и инициирован на Таймыре новый этап нефтегазопроисковых работ МОГТ повышенной кратности и глубинности (в паре с электроразведкой), обеспечивающих, наряду с надёжным картированием целевых горизонтов, составление полноформатных интерпретационных моделей СГММ на всю мощность осадочного чехла. В настоящее время завершается создание сети региональных маршрутов МОГТ в пределах мезозойских бассейнов региона. Одновременно, за счет средств федерального бюджета и добывающих компаний, здесь же развернута площадная сейсморазведка 2Д и 3Д.

Возобновленные после 15-летнего перерыва работы нового этапа, выполняемые, главным образом, силами Башнефтегеофизики (куда входит наше предприятие) и Росгеологии, оказались весьма успешными. Они позволили выявить в юрско-меловых отложениях, а также по горизонтам второго, рифей - палеозойского структурного этажа (с привлечением результатов СГММ) целый ряд новых зон и областей нефтегазонакопления; одну из них в Пясинском районе так и назвали – Новотаймырской. По полученным материалам удалось подготовить значительные

площади под лицензирование и обосновать заложение ряда глубоких параметрических скважин, существенно повысив при этом инвестиционную привлекательность изучаемой территории. В последние годы все работы в Таймырском секторе Арктики сконцентрированы исключительно на изучении трёх крупнейших зон нефтегазонакопления: материковой Гыдано-Ленской, а также Карской и Лаптевской, отвечающих одноимённым интервалам шельфа омывающих морей, что позволяет ожидать здесь новых открытий, прежде всего в Хатангском и Пясинском районах, где уже ведётся либо запланировано на ближайшее время глубокое бурение (Роснефть, Лукойл, Росгеология). Таким образом, несмотря на значительные объёмы сейсморазведки, сама программа «Большая Карта-2003» оказалась выполненной только частично. Поэтому при всей эффективности обсуждаемых исследований неосвещённой прямым – сейсмическим методом остаётся большая, труднодоступная часть территории с благоприятным прогнозом на поиски богатых залежей не только УВС, но и твёрдых полезных ископаемых, в том числе высоколиквидных, таких как медь, никель, золото, платина, алмазы и др. (плато Путорана, Анабарский массив, горы Бырранга, архипелаг Северная Земля). В свете изложенного, предлагается вернуться к прежней программе и провести тотальное – быстрое и качественное – изучение неохваченных районов на принципах СГММ, с отработкой скелетной опорной сети МОГТ по суше, морям и рекам - в обход недоступных, а также многочисленных заповедных участков, где проведение геологоразведочных работ запрещено законодательно. Это позволит объединить разрозненные фрагменты существующих опорных и нефтегазопроисловых сейсмопрофилей в общую систему замкнутых эталонировочных полигонов, охватывающих весь материковый и шельфовый Таймыр. Тем самым, должны быть созданы наиболее оптимальные стартовые условия для проведения здесь первых, по-настоящему кондиционных, исследований с единых методических позиций, по сути, нового высокотехнологичного комплекса СГММ-МОГТ, а также других современных направлений, прежде всего, бассейнового моделирования.

Кроме того, в случае выполнения намеченной программы удастся сформировать глобальный тестовый полигон «Алтай - Шпицберген», пересекающий всю Россию по суше и акватории от Китая до Норвегии (5000 км). Он будет иметь большое методическое и методологическое значение не только для всех последующих нефтегазо- и рудопоисковых работ в высоких широтах северного и южного полушарий, но и при решении целого ряда острых научных проблем, в том числе знаковой на сегодняшний день государственной задачи по установлению границы арктического

Геленджик, 27 -31 мая 2019 г. 51

шельфа России. С учётом взятого курса на прорыв в экономике страны, включая геологическую отрасль, появляется исключительно благоприятная возможность начать прямо сейчас (уже с опозданием на полтора десятка лет) давно назревшие полномасштабные, но необременительные для госбюджета исследования по программе «Большая Карта-2003». Целевое назначение работ – устранение на базе высоких технологий СГММ-МОГТ колоссальных пробелов в познании феноменальных минерально-сырьевых ресурсов Таймырского сектора Арктики, охватывающего громадную территорию в 1,5 млн км² на главных перекрёстках Северного морского пути. Для наиболее полного раскрытия всех потенциальных возможностей малозатратной, но интеллектуальноёмкой технологии СГММ, способной минимизировать расходы на геологоразведочные работы с одновременным мощным их ускорением, необходимо организовать специализированный научно-производственный центр по обсуждаемой проблематике. При этом за счёт сэкономленных средств можно будет вернуть в нужных объемах столь важный и незаменимый на региональном этапе инструмент изучения недр как глубокое параметрическое бурение (последняя такая скважина на Таймыре была забурена ровно 18 лет назад, в далёком теперь от нас 2001 году). Ожидаемые результаты исследований обещают, полагаясь на приобретённый уникальный опыт изучения Ванкорского и Норильского районов, покрыть с лихвой все расходы на их осуществление. Более того, они окупят (хотя бы частично) и огромные невозвращённые затраты по работам прошлых лет за счёт углублённого количественного анализа на принципах СГММ всей накопленной за 60-летний период архивной информации, которая лежит пока мёртвым грузом.

Реализация предложенной новой стратегии создаст предпосылки для формирования в Таймырском секторе ещё нескольких крупных центров добычи и переработки УВ – сырья, причем на правом берегу Енисея, где сосредоточена вся инфраструктура Норильского комбината – мирового лидера по производству цветных металлов. Это будет во многом способствовать не только социально-экономическому развитию всего региона, но и возрождению былого значения Северного морского пути. В частности, реальным толчком к ускорению процесса может стать продление нефтепровода ВСТО (Находка - Ванкор) до Диксона, что позволит соединить его с Северным морским путем в общую магистраль, чрезвычайно выгодную и безопасную для доставки углеводородного сырья в любые пункты Евразийского материка.

Успех данной стратегии на Таймыре - ключевом звене Российского Заполярья, позволит распространить её и на другие сегменты Арктики, а также на Антарктику.

Каптановская О.О., Инюшкина А.А, Гейдеко Т.В. (ЦГЭ, kaptanovskaia@gmail.com)

Изучение геологического строения Тарейской площади в пределах центральной части Таймырского полуострова с целью выделения новых поисковых объектов.

Объект исследования.

Тарейская площадь расположена в пределах Енисей-Хатангского регионального прогиба и Таймырской складчатой системы. История изучения геологического строения Енисей-Хатангского прогиба охватывает период продолжительностью свыше 50 лет.

В орографическом отношении её территория разделяется на две морфологические области: центральная и северная часть площади – горы Бырранга, южная – Северо-Сибирская низменность. В центральной и западной частях района работ выделяется крупная структура – Тарейский вал, который имеет субширотную ориентировку. На восток вал сменяется Митыринским прогибом. Восточные окончания сейсмопрофилей затрагивают Шайтан-Таксогербейскую антиклиналь, в юго-восточной части – Горбитское поднятие.

Исходные данные.

Материалом для проведения исследований явилась первая редкая региональная сеть сейсморазведочных профилей (расстояние между профилями в среднем порядка 15-25 км, достигнутая плотность 0,17 пог. км/км²). Ввиду отсутствия данных бурения на Тарейской площади основным методом выделения нефтегазоперспективных объектов являлись результаты интерпретации данных МОГТ-2Д. Общий объем интерпретированных профилей для картопостроения в пределах участка, площадью 62 тыс. км², составил более 3000 пог. км.

Сейсмическая интерпретация.

Современная геолого-геофизическая изученность Тарейской площади характеризуется полным отсутствием скважин, большим расстоянием между профилями. В связи с этим для интерпретации привлекались профили соседних Центрально-Таймырского, Северо-Таймырского и Восточно-Таймырского участков, где имеются скважины, позволившие с высокой долей вероятности стратифицировать отражающие границы профилей Тарейского участка.

Привязка отражений волнового поля к геологическим реперам осуществлялась с использованием одномерного моделирования по данным акустического каротажа Волочанских скважин, заимствованных с Центрально-Таймырского участка.

По причине корреляции опорных и целевых отражающих горизонтов (ОГ) на больших расстояниях по редкой сети профилей, контроль пикинга осуществлялся по опорному горизонту гольчихинской свиты.

В результате в волновом поле были идентифицированы и пропикированы 13 отражающих горизонтов, начиная с фундамента (AR) до кровли долганской свиты (К) в составе семи сейсмостатиграфических комплексов. Особая выраженность перм-триасового комплекса, коррелируемого на больших расстояниях, помогла проследить выклинивание юрских (рис.1.) и меловых отложений, акустическая граница между которыми достаточно яркая и хорошо опознаваемая (ОГ III). Горизонты юрского интервала последовательно выклиниваются в сторону Янгодо-Горбитского выступа и складчатой области Таймыра по типу подошвенного налегания.

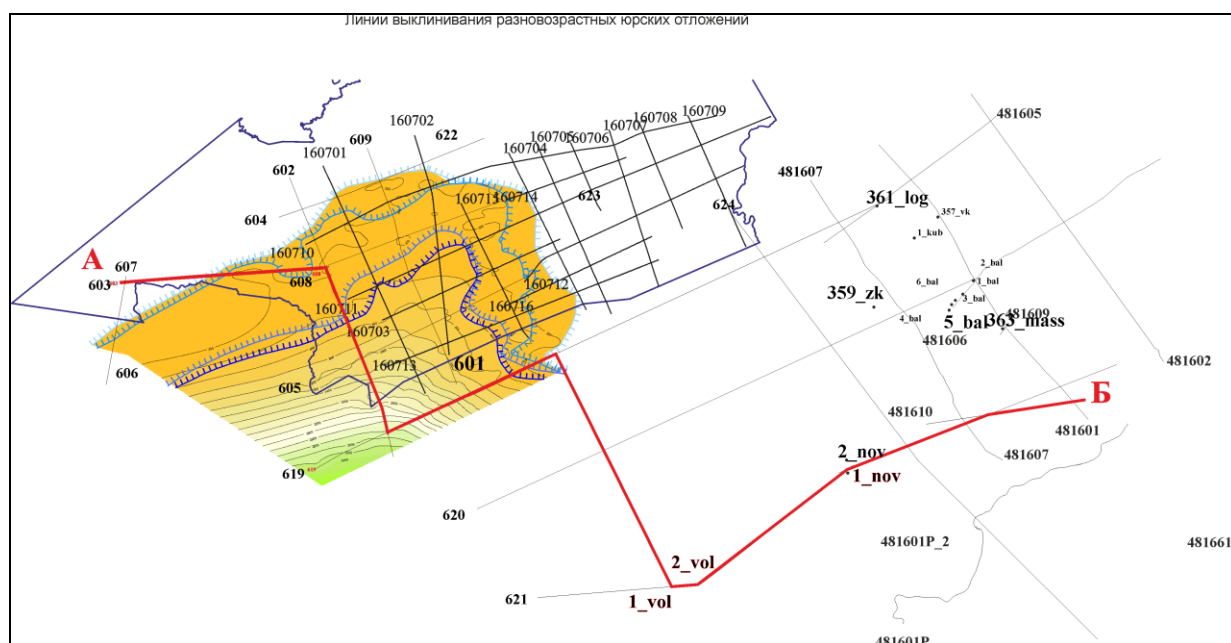


Рис.1. Карта изопачит с линиями выклинивания разновозрастных юрских отложений с выделенным сводным геолого-геофизическим профилем

Структурно-тектоническая модель.

На участке работ, приуроченном к зоне сочленения крупных структур, выделено несколько систем тектонических нарушений. Тектонические структуры Тарейской площади формировались в ходе шести этапов тектонической (геодинамической) активизации.

В разрезе района работ выделяются три структурных этажа, соответствующие основным этапам развития территории:

1. нижний – архейский-нижнепротерозойский сейсмо-стратиграфический комплекс, ограниченный сверху ОГ AR,

2. средний (платформенный) комплекс, представленный породами рифей-триасового возраста и заключенный между ОГ AR и III,

3. верхний платформенный комплекс мезозойского возраста, ограниченный ОГ III и ОГ Ia (в толще долганской свиты).

Изучаемая площадь характеризуется широким разнообразием условий седиментации, фациальных обстановок, тектонических процессов. Это объясняет разнообразие типов возможных ловушек УВ.

Часть горизонтов осадочного чехла выклинивается или размыва в северной части, вблизи зоны Горного Таймыра, что предопределяет возможность образования структурно-стратиграфических ловушек. Еще одним типом ловушек, развитие которых предполагается на Тарейской площади, являются литологические. По результатам АВО-анализа (горизонты группы II) удалось выделить характерные амплитудные аномалии типа «яркого пятна», которые не приурочены к структурным ловушкам, а располагаются на склонах структурных элементов. На основании этого было сделано предположение об их литологическом типе, а именно приуроченности к песчаным линзам.

Так как на площади работ выявлено достаточно большое количество тектонических нарушений, то можно предполагать развитие структурно-тектонических ловушек, которые по восстанию ограничены непроводящими дизъюнктивами.

Выводы.

Анализ структурных построений позволил наметить основные этапы эволюции Тарейской площади, а также установить естественную периодичность проявления тектонических движений в связи с развитием региона в целом:

1. По всем горизонтам выделены и локализованы поднятия, которые по разным горизонтам имеют существенно различные морфометрические характеристики, что свидетельствует о наличии нескольких эпох тектонической активизации и, возможно, влиянии ряда других факторов (в т.ч. седиментационных).

2. На участке работ, приуроченном к зоне сочленения крупных структур, выделено несколько систем тектонических нарушений.

3. В осадочном чехле выделено несколько структурных этажей, которые отождествлены с сейсмостратиграфическими комплексами. Прослежена взаимосвязь их образования с региональными фазами тектогенеза.

4. Полученные сведения о строении разреза Тарейской площади и выделенные структуры, а также сложные неантиклинальные, структурно-

литологические и структурно-тектонические объекты в дальнейшем использованы для оценки ресурсного потенциала.

Основной сложностью при картировании перспективных объектов является недостаточная плотность сети сейсмических профилей. Проведение следующего этапа ГРП с целью уплотнения сети профилей даст возможность более точной оценки ресурсной базы ключевых участков данной весьма перспективной площади.

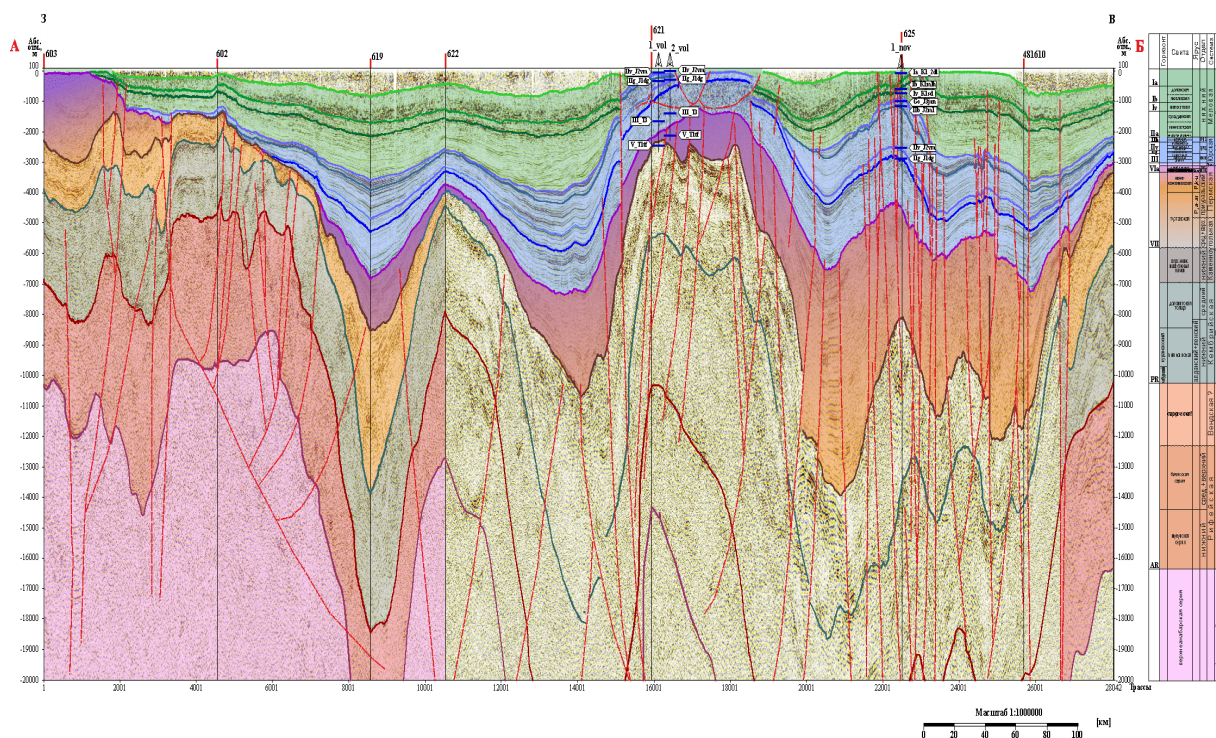


Рис.2. Сводный геолого-геофизический разрез по профилям Центрально-Таймырского, Северо-Таймырского участка

Список литературы:

1. Корчагин О.А., Гейдеко Т.В. и др. «Обработка и интерпретация полевых геофизических данных с целью подготовки новых зон нефтегазоаккумуляции в центральной части Таймырского полуострова (Тарейская площадь)». АО «Росгеология», Москва, 2018.
2. Афанасенков А.П. и др. «Оценка ресурсного потенциала слабоизученных территорий северного обрамления Сибирской платформы на основе проведения современных геолого-геофизических исследований, регионального объемного и бассейнового моделирования с выделением объектов для параметрического бурения». ФГБУ «ВНИГНИ», г. Москва, 2016.
3. Козьмина К.Х., Балдин В.А., Казаис В.И. «Сейсморазведочные работы МОГТ-2Д с целью выявления новых крупных зон нефтегазоаккумуляции в области сочленения Енисей-Хатангского прогиба и Западно-Сибирской плиты (Танамо-Пясинское междуречье)». ОАО «Таймыргеофизика». Дудинка, декабрь 2010.
4. Казаис В.И., Кушнир Д.Г., Лопатин Н.В., и др. «Геолого-геофизические работы МОГТ-2Д с целью подготовки новых крупных зон нефтегазоаккумуляции в восточной части Енисей-Хатангского прогиба и в Хатангской седловине». ОАО «Таймыргеофизика», Дудинка. 2008.

Козионов А.Е., Постникова О.В. РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина, artemkozionov@bk.ru

Рифейские карбонаты аладьинской свиты – новый перспективный объект поисково-разведочных работ на нефть и газ на западе Сибирской платформы.

Изучение толщ рифейского возраста обретают особую актуальность в связи с открытием в рифейских отложениях таких крупных месторождений как Юрубчено-Тохомское и Куюмбинское. ПАО Газпром совместно с РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, ФГБУ ВНИГНИ и Винтерсхалл ГМБХ были проведены полевые работы с целью изучения литологических характеристик аладьинской свиты по рекам Нижняя Тунгуска, Ангара и Иркинеева. Отложения аладьинской свиты рифея залегают под мощной покрывкой сложенной аргиллитами шунтарской свиты и могут являться перспективным объектом для поиска углеводородов в отложениях рифея.

Естественные обнажения отложений аладьинской свиты, описанные на реках Ангара Иркинеева представлены преимущественно карбонатными породами структура и минеральный состав которых преобразованы вторичными процессами. Состав пород на всех изучаемых территориях достаточно схож. Как правило это разнокристаллические доломиты имеющие слоистую текстуру, которая подчеркивается направленностью вторичных процессов. Породы часто несут следы интенсивного тектонического смятия и в отдельных участках представлены тектоническими брекчиями. Пустотное пространство в обнажении аладьинской свиты по р. Иркинеева (рисунок 3) имеет ярко выраженное послойное распределение. В этих отложениях широко развиты процессы выщелачивания и трещинообразования причем, как правило, пустоты выщелачивания развиваются по субгоризонтальным трещинам, которые приурочены к поверхностям напластования. Пустоты выщелачивания интенсивно минерализованы крупными кристаллами доломита и гематита. Аутигенное выделение гематита, как правило, относится к более поздним стадиям минерализации пустот. Размер остаточных пустот в зонах выщелачивания колеблется от 1 до 2-3 см. В отдельных случаях они достигают размера 10-15 см. Важнейшим фактором для формирования пустотного пространства является тот факт, что эти пустоты соединяются между собой системами субвертикальных и субгоризонтальных трещин. Наиболее вероятной причиной развития этих пустот являются гидротермальные процессы, которые приводили к интенсивному выщелачиванию доломитовых пород, а затем их минерализацию.



Рисунок 1. Типичный для аладынской свиты характер проработки карбонатной толщи гидротермальными процессами

Подобного рода процессы наблюдаются в керне скважин глубокого бурения на Салаирском и Юрубчено-Тохомском месторождениях. Отличительной чертой карбонатных резервуаров рифея является высокая степень характеристик пористости и проницаемости. Это подтверждает визуальный анализ и моделирование пустотного пространства по обнажениям аладынской свиты (рисунок 1,2).



Рисунок 2. Обнажение аналогов аладынской свиты по р.Нижняя Тунгуска



Рисунок 3. Обнажение аладынской свиты по р. Иркинева

Помимо пустот выщелачивания в отложениях аладьинской свиты присутствуют многочисленные межслоевые пустоты, микропоры и разнонаправленные трещины. Основной объем пустотного пространства в отложениях аладьинской свиты, видимо, обусловлен межкристалловыми порами в матрице разнокристаллических доломитов слагающих серые прослои. Размер этих пор невелик и колеблется в пределах 1-5 мкм. При этом такие пустоты имеют достаточно хорошую связанность усиленную развитием разномасштабной трещиноватости. Тем не менее проницаемость отдельных блоков ограниченных тектоническими трещинами, видимо, невелика.

Тектонические трещины различного ранга определяют границы блоков, связывая их в единую гидродинамическую систему. Образованные тектоническими трещинами блоки имеют изометричное строение и в сечении образуют прямоугольник с длинной стороной около 2-3 м и высотой 15-50 см. Раскрытость субвертикальных трещин невелика и составляет не более 3-5 мм. В обнажениях по р.Нижняя Тунгуска крупные тектонические блоки имеют форму «подушек». Раскрытость субгоризонтальных трещин составляет в среднем от 1 см до 2-3 см.

Как субгоризонтальные так и субвертикальные трещины являлись путями миграции высокоминерализованных гидротермальных флюидов, которые проходя по трещинам приводили к их расширению в результате природного гидроразрыва, а затем к интенсивной их минерализации. Кристаллы аутигенных минералов на стенках трещин с одной стороны уменьшают объем пустотного пространства, с другой стороны не дают смыкаться стенкам трещин.

Отложения аладьинской свиты имеют повсеместное распространение на западе Сибирской платформы их толщина колеблется от 300 до 500 м. Основные притоки углеводородов и залежи открытые к настоящему моменту приурочены к стратиграфическим аналогам джурской свиты, залегающей выше по разрезу, а именно долгоктинская и куюмбинская свиты Юрубчено-Тохомского месторождения. Юрубченская залежь Юрубчено-Тохомского месторождения является наиболее перспективным объектом подготовленным для бурения на юго-западе Сибирской платформы. Здесь доля запасов категории С1 составляет 56%. Несмотря на перспективность данного объекта, балансовые геологические запасы нефти оцениваются примерно в 400 млн. тонн (по данным Кутуковой Н.М.), проект освоения Юрубчено-Тохомского месторождения в настоящее время относится к высоко рисковому проектам с геологической точки зрения. Это связано с рядом причин. По

своим свойствам месторождение уникально и не имеет близких аналогов в России. Пористость по различным оценкам составляет от 0,5% до 2% и лежит в диапазоне погрешности методов ГИС. Как и для всех карбонатных месторождений, для рифейского резервуара характерна сильная изменчивость фильтрационно-емкостных свойств, как по разрезу, так и по латерали. Продуктивность рядом расположенных скважин отличается в десятки раз.

Высокие фильтрационно – емкостные свойства отложений аладьинской свиты обусловленные широким развитием различных генетических типов пустот, а также интенсивной разномасштабной трещиноватостью позволяют выделить этот стратиграфический интервал рифея как отдельный природный резервуар. Этот резервуар повсеместно перекрывается отложениями красногорской свиты представленной плотными аргиллитами и алевроаргиллитами. Их толщина колеблется от 100 до 800 м. Эти отложения можно рассматривать как региональный флюидоупор для нижележащих отложений аладьинской свиты.

Карбонатные отложения аладьинской свиты могут рассматриваться как один из самых перспективных поисковых объектов для постановки геологоразведочных работ по поиску залежей углеводородов в отложениях рифея. При создании геологических моделей перспективных отложений аладьинской свиты необходимо учитывать закономерности распространения различных генетических типов пустотного пространства и разномасштабной трещиноватости, которые обуславливают фильтрационно-емкостные свойства этого природного резервуара.

Литература

1. Кузнецов В.Г. Природные резервуары нефти и газа карбонатных отложений//М.:Недра.-1992.-240 с.
2. Кузнецов В.Г, Илюхин Л.Н., Бакина В.В., Постникова О.В. и др. //Карбонатные толщи Восточной Сибири и их нефтегазоносность//М.:Научный Мир, 2000.-104с

Казаис В.И., Кушнир Д.Г. (АО «Таймыргеофизика», d.kushnir@tmrgeo.ru)

Нефтегазоносность Таймыра по результатам региональных работ МОГТ

С начала 2000-ых годов на Таймыре реализуется широкомасштабный план по выполнению региональных нефтегазопоисковых исследований на базе геофизического комплекса, основу которого составляют сейсморазведка МОГТ и электроразведка методами МТЗ-ЗСБ. Импульсом для их разворота послужили результаты многолетних тематических исследований с использованием инновационной технологии СГММ (сейсмогравимагнитное моделирование). Материалы СГММ, с учётом однозначного их подтверждения заверочной сейсморазведкой на Самоедской, Северо-Пясинской, Дудинской и других площадях, позволили в рамках программы «Большая Карта» (В.И. Казаис, 2003) обосновать и инициировать постановку полновесных региональных работ МОГТ сначала (в 2004 г.) в Норильском, а затем (в 2005 г.) в Диксонском, Усть-Енисейском и Хатангском районах.

В настоящий момент с учётом уже законченных работ на доступной для стандартной сейсморазведки территории полуострова завершена первая стадия регионального изучения, реализованная по редкой сети маршрутов (30 × 30 – 60 × 60 км). Завершается и вторая стадия исследований, нацеленная непосредственно на лицензирование перспективных участков и осуществляемая по сети 5 × 5 – 20 × 20 км. Полученный на сегодняшний день не имеющий аналогов информационный полигон уже включает порядка 40 тыс. км сейсморазведочных и электроразведочных профилей, освещающих разрез земной коры на всю её мощность, до уровня 50-60 км, в полосе протяжённостью около 1500 км и шириной от 300 до 700 км.

По итогам региональных исследований последних лет удалось получить большое количество новой информации о нефтегазоносности юрско-меловых отложений Енисей-Хатангского прогиба, а на его периферии – о перспективах доюрских горизонтов.

По газоносным меловым уровням геологического разреза выявлены высокоперспективные зоны регионального развития коллекторов и флюидоупоров, протягивающиеся на сотни километров – вдоль всего Енисей-Хатангского прогиба. По этим горизонтам намечено более трёх десятков неизвестных ранее поднятий, амплитуда которых в некоторых случаях достигает 1000 м, а размеры в плане – десятков километров, с суммарными ресурсами более 3 трлн. м³ по категории С₃.

Оконтурены крупные зоны нефтегазонакопления, связанные с песчаниками в основании неокомского разреза с ресурсами почти 6,5 млрд. т условных углеводородов

по категории Д₁. По этим уровням намечено 15 новых крупных объектов антиклинального типа с ресурсами порядка 1,5 млрд. т нефти по категории С₃, обоснованы рекомендации по параметрическому бурению на Новотаймырской, Новоякимовской и др. площадях.

Сделан вывод о существовании на рубеже юры и мела протяжённого палеопрогиба, напрямую соединявшего Большехетский нефтегазоносный район (где расположены месторождения Сузунско-Ванкорской группы) с западной частью Енисей-Хатангского прогиба. Палеопрогиб обеспечивал однотипные условия седиментации на обширной территории – от Пендомаяхской впадины до Дудыптинского и Агапского прогибов, – где формировались и нефтематеринские пачки яновстанской свиты, и непосредственно перекрывающие их пласты-коллекторы группы НХ.

В восточной части этого палеопрогиба выделен Новотаймырский нефтегазоносный район, приуроченный к обладающей значительным генерационным потенциалом области сочленения трёх депрессий (Дудыптинской, Диамутской и Авамской) с Рассохинским мегавалом (на севере), Малохетским мегавалом и Северо-Сибирской моноклиной (на юге). В Новотаймырском НГР спрогнозирован широкий спектр нефтегазоперспективных объектов, одним из которых является крупное Надеждинское локальное поднятие, а литологический прогноз свидетельствует о широких возможностях для генерации, миграции и аккумуляции углеводородов.

К востоку от Новотаймырского НГР выделена Северо-Авамская зона нефтегазонакопления, где также доминируют крупные антиклинальные объекты, одним из которых является Новонадеждинское поднятие амплитудой более 300 м, тянущееся более чем на 50 км при ширине 25 км.

Ещё одна выявленная крупная нефтегазоносная зона – Усть-Агапская, – напротив, отличается клиноформным строением и максимальной мощностью неокома. В краевых её частях, по всему периметру, установлены характерные погружения клиноформных тел, за счёт чего по неокомским уровням разреза выделяется общее крупное (порядка 10 тыс. км²) сверхподняtie, осложнённое серией локальных антиклинальных форм. Перспективы Агапской зоны, связанные с наличием регионального структурного и литологического контроля, значительно возрастают вследствие её совпадения с наиболее погруженной частью Центрально-Таймырского мегапрогиба – она располагается непосредственно над депоцентром прогибания и очагом генерации УВ.

Надёжное прослеживание сейсмических отражений от всех возрастных интервалов осадочного чехла позволило значительно расширить перспективы нефтегазоносности за счёт триасовых и палеозойских толщ, продуктивность которых известна в Нордвик-Хатангском районе, намечена на Ледянской площади параметрического бурения и предполагается в Диксонском районе.

На побережье Карского моря обнаружен крупнейший авлакогенный прогиб, заполненный мощной (до 20 км) толщей рифей-палеозойских осадков, и выявлена отделяющая его от Енисей-Хатангской депрессии Карско-Хатангская мегагряда. В их пределах намечено большое количество неизвестных ранее крупных нефтегазоперспективных поднятий, прогнозные ресурсы которых оцениваются на уровне 2 млрд т УУВ. Вероятная продуктивность этих уровней разреза получила подтверждение в результате исследований нефтепроявлений из керна картировочных скважин.

В южной части Таймырского полуострова выявлен ещё один авлакогенный прогиб, где суммарная мощность палеозойских и верхнерифейских осадочных толщ также достигает 20 км. В его пределах на границе палеозойского и рифейского осадочных комплексов выделена мощная (до 10 км), пока не изученная бурением толща, которая может представлять значительный интерес и в плане генерации, и в плане формирования скоплений углеводородов.

Положение этого авлакогена практически совпадает с Норильской седловиной (Норильской НГО), выделенной по данным СГММ, в границах которой намечено более 50-ти антиклинальных структур общей площадью 142 тыс. км² с оценкой суммарных прогнозных ресурсов от 6,2 до 10,6 млрд т УУВ.

Литологический прогноз по доюрским отложениям во многих случаях свидетельствует о благоприятных условиях для формирования, миграции и аккумуляции нефти и газа. Он показал проявление в разрезе соляной тектоники и присутствие карбонатных тел барьерного типа, а также терригенных толщ значительной мощности.

Одновременно новая геофизическая информация по области сочленения Енисей-Хатангского прогиба, Сибирской платформы и Западно-Сибирской плиты фиксирует отсутствие характерных дизъюнктивных проявлений рифтогенеза. Полученные сейсмические данные не подтверждают наличия в разрезе крупных грабенов, демонстрируя в основании мезозойских депрессий хорошо сохранившиеся рифейско-палеозойские складки, сформировавшиеся, в условиях горизонтального сжатия, о чём

говорит их системный характер, проявляющийся в чередовании антиклиналей и синклиналей разного порядка. Амплитуда изученных складок изменяется от первых сотен метров до нескольких километров и десятков километров. На этом фоне дизъюнктивная тектоника в качестве самостоятельного регионального фактора себя практически не проявляет (за исключением надвиговых зон, где развиты дизъюнктивно-пликативные структуры с амплитудой смещения аллохтона на десятки километров), что существенно повышает перспективы рифейско-палеозойских уровней разреза.

Таким образом, полученные данные значительно расширяют нефтегазоносность региона за счёт повсеместного прослеживания структурных и литологических особенностей, контролирующих нефтегазоносность, выделения новых районов и зон нефтегазонакопления а также благодаря обнаружению большого количества новых крупных антиклинальных структур. При этом полученные материалы впервые позволяют сформировать единую тектоническую модель Таймыра и прилегающих акваторий, что будет способствовать пониманию глубинного геологического строения и перспектив нефтегазоносности всей Российской Арктики.

Левицкая М.С., Круглякова М.В., Сенин Б.В. , Левицкий А.А. (АО «Южморгеология», * - АО «Союзморгео»)*

Углеводородный потенциал Яно-Индигорской впадины

Нефтегазовый потенциал материковой части Арктики до сих пор остается недостаточно изученным, несмотря на его определенную перспективность. Освоение нефтегазовых ресурсов этой территории сопряжено со значительными затратами и высоким уровнем риска, ввиду неразвитой инфраструктуры, сурового климата, уникальной экологической обстановки, а также максимально низкой плотности геолого-геофизической изученности.

Однако, несмотря на это, материковая Арктика остается стратегически важным регионом с действующими кластерами государственного значения (г. Тикси, Северный морской путь и др.), но не имеющим собственных ресурсов углеводородов и, по существу, остающимся единственным крупным «белым пятном» на территории Российской Федерации.

Перспективы нефтегазового потенциала суши Арктики однозначны и его освоение принесет неоспоримую пользу в экономическом развитии регионов. Разведка и перспективное освоение углеводородного потенциала позволит обеспечивать как стратегические объекты, так и развивать инфраструктуру и осваивать новые технологии для вывода уровня жизни на Крайнем Севере на новый комфортный уровень.

Одним из таких «белых пятен» остается континентальное обрамление шельфа моря Лаптевых, а именно Яно-Индигорская низменность, соответствующая Яно-Индигорской впадине (Рис.1).

Геолого-геофизическая изученность Яно-Индигорской впадины крайне скудна. С периода освоения Крайнего Севера, в данном регионе были проведены несколько геологических съемок, несколько площадных аэромагнитных и аэрогравиметрических съемок, а также гравиметрические работы на Аллаиховской площади (профиль представлен на рисунке 1). По результатам исследований, были сделаны выводы о тектоническом положении и геологическом строении Яно-Индигорской впадины.

Яно-Индигорская впадина занимает арктическое побережье моря Лаптевых. На юге она граничит с Полоусным кряжем. В структуре фундамента выделяются поднятия (Шелонское, Хромское и др.), разделенные впадинами, наиболее крупным из которых является Тастахский прогиб.

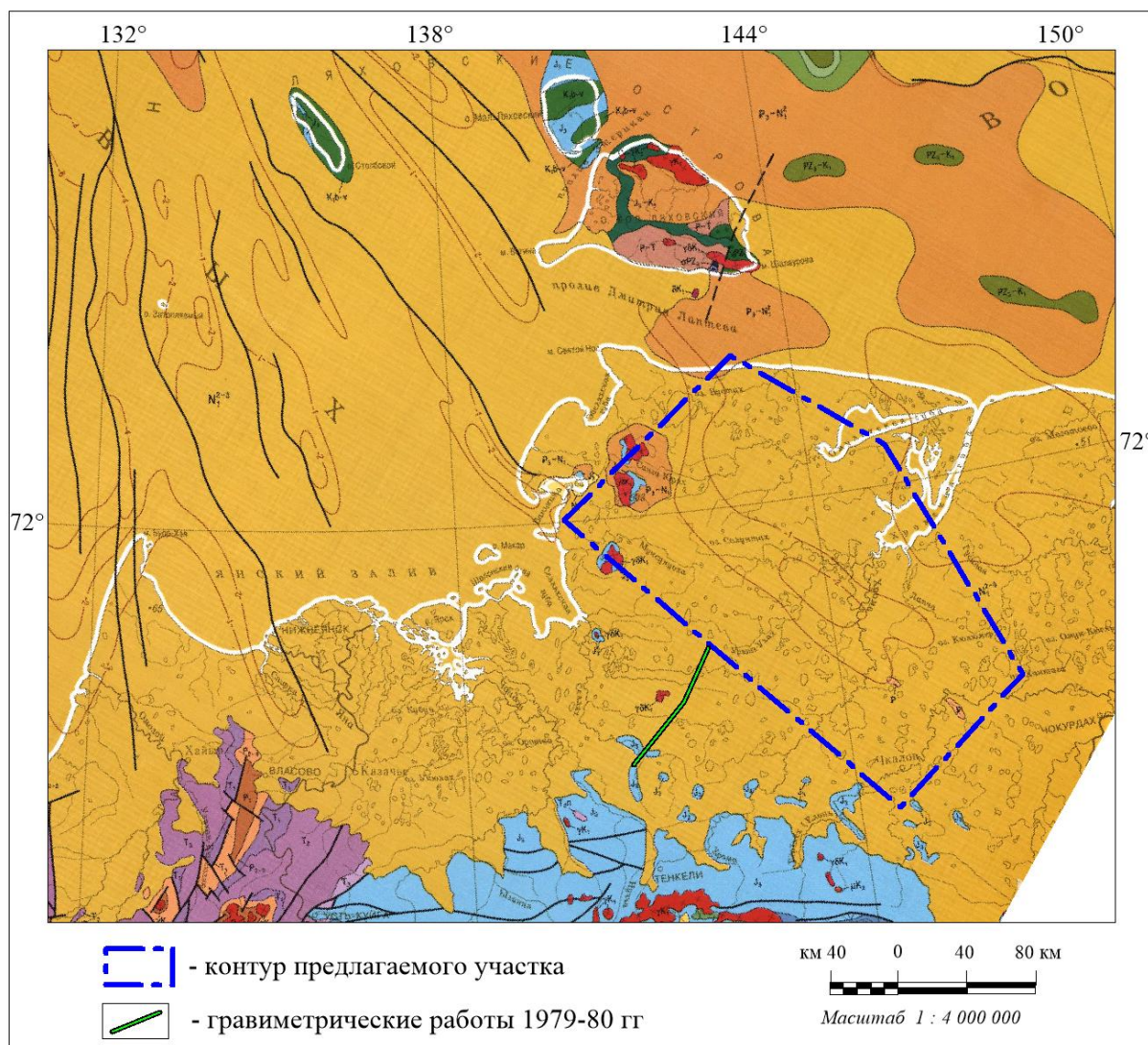


Рис.1. Геолого-геофизическая изученность исследуемой территории

В геологическом строении Яно-Инди́гирской впадины выделяются: блоковый фундамент допермского возраста, пермско-меловой переходный комплекс и мел-плиоценовый осадочный чехол. Наиболее максимальная мощность осадочного чехла отмечается во впадинах, в Тастахском прогибе она может достигать 4 и более километров.

Согласно принятому нефтегазогеологическому районированию, Тастахский прогиб принадлежит Тастахскому СПНГР и относится к V категории перспективности. Остальная часть Яно-Инди́гирской впадины по ряду причин считается неперспективной.

Однако, известен ряд проявлений признаков углеводородов в бассейнах рек Яна, Омолуй и других областях. Проявление свободного газа в неглубоких скважинах были

установлены в устьевой части р. Яны по Косолапову и в прибрежной зоне южного берега пролива Дмитрия Лаптева (по неопубликованным данным Я.В. Неизвестнова). О перспективах кайнозойского чехла свидетельствуют интенсивные газопроявления в колонковых скважинах, пробуренных в пределах Нижнеянского грабена, и результаты бурения колонковой скв.213 в центральной части Буор-Хаинского поднятия.

Кроме газопроявлений, по мнению А.Ю. Егорова, в настоящее время известны находки жидкой нефти в пермских карбонатных конкрециях Омuleвских гор, а также описана высокая степень битуминозности девонских и раннекаменноугольных пород на Полоусненском кряже.

Исходя из имеющейся информации, можно предположить наличие нескольких углеводородных систем (классифицированных по возрасту НГМТ): палеозойскую и мезозойскую-кайнозойскую.

В палеозойской УС в качестве нефтегазоматеринской тощи предполагаются глинистые сланцы с высоким содержанием органического углерода (в среднем – 2%, но до 15 % в отдельных случаях). Резервуарами могут являться как пермские линзы песчаников, так и вышележащие мезозойские отложения. В качестве покрышек стоит рассматривать широко распространенные триасовые аргиллитовые толщи большой мощности.

В мезо-кайнозойской углеводородной системе нефтегазоматеринскими толщами могут быть нижнемеловые углистые толщи. Коллекторские отложения – палеогеновая кора выветривания, залегающая на меловых, пермских, триасовых и юрских породах, мощность ее достигает 30 м. В кайнозойской части разреза НГМТ могут являться угли среднего эоцена (тастахская свита). Выше по разрезу достаточно терригенных грубозернистых отложений, способных аккумулировать в себе углеводороды. Однако, в связи с небольшой мощностью кайнозойских отложений (до 4 км в прогибах), влияющей на степень прогрева органического вещества, скорее всего возможно наличие скоплений только первичного газа.

Кроме этого в разрезе изучаемого региона, а также на ближайших территориях выявлены три площади угленосности с запада на восток: Яно-Омолойская, Уяндинская и Хромская. Все, кроме последней, обладают доказанными ресурсами. Угли бурые, марок 1Б и 2Б. Интерес представляют Уяндинская площадь и Хромская. На Уяндинской возраст угольных пластов – палеоген-неогеновый, на Хромской площади прогнозируются эоценовый и олигоценовый резервуары. Бурый уголь обладает отражательной способностью витринита менее 0,6%, однако, по многим признанным классификациям, зрелость ОВ на стадии МК1 (начало генерации жидких УВ)

составляет 0,5-0,65% по витриниту. Следовательно, можно спрогнозировать, что палеогеновые угли (а локально и миоценовые) способны являться нефтегазоматеринскими породами, генерирующими газ.

В заключении можно сказать, что перечисленных геологических предпосылок достаточно для изучения Тастахского прогиба с целью определения перспектив углеводородов, а также для закрытия «белого пятна» на территории РФ.

Литература

1. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаба 1:1 000 000. Лист R-53-(55) (Депутатский). Объяснительная записка. / Г.П. Александров, С.В. Егоров и др. – М.: МФ ВСЕГЕИ, 1992. 105 с.
2. Егоров А.Ю. О некоторых проблемах региональных геолого-съёмочных работ на нефть и газ. Современная наука. – М., 2017.

Корчагин О.А., Мейснер Л.Б., Круглякова М.В., Круглякова Р.П. (АО Росгеология АО «Южморгеология», meisnerlb@ymg.ru)

Предварительные результаты изучения перспектив нефтегазоносности Северо-Енисейского района

К числу приоритетных направлений геологического изучения Российской Федерации относятся оценка перспектив нефтегазоносности районов слабоизученной Арктической зоны. Одним из таких районов является Северо-Енисейский район, включающий Енисейский залив Карского моря и прилегающие участки Таймырского и Гыданского полуостровов.

Здесь бурение глубоких скважин для поисков месторождений УВ в рифейских и палеозойских отложениях еще не проводилось. Тем не менее, большие мощности рифейско-палеозойского комплекса и крупные платформенные структуры, выявленные по материалам современной региональной сейсморазведки, проводящейся в районе с 2007 года, позволяют положительно оценивать перспективы его нефтегазоносности.

В районе исследований на участке рек Сырадасай и Верхняя Тама по данным картировочного мелкого бурения в нижнетриасовых породах обнаружены капельно-жидкая нефть и битумы [Болдушевская, 2009].

По комплексу геохимической съемки АО «Южморгеология» по донным осадкам в Енисейском заливе выделены локальные участки с аномально высокими геохимическими показателями. Судя по высокому содержанию Сорг, по высоким значениям S_2 (7,6 мг УВ/г породы) и водородного индекса, эти УВ, вероятно, поступили из осадочных пород, содержащих нефтематеринские породы.

В результате геофизических работ 2016-2017 г.г., проведенных АО «Южморгеология» холдинга «Росгео», и привлечения архивных материалов подготовлено нефтегазогеологическое районирование рифейско-палеозойского структурно-тектонического этажа Северо-Енисейского района (рис.1). Главным элементом нефтегазогеологического районирования является выделенная в последние годы Северо-Енисейская потенциально нефтегазоносная область (ПНГО), охватывающая Енисейский залив и прилегающие части Гыданского и юга Таймырского полуостровов. Намеченные границы этой ПНГО должны быть уточнены, особенно в ее западной части, на Гыданском полуострове, где положение границы между Западно-Сибирской плитой и Сибирской платформой достоверно не установлено.

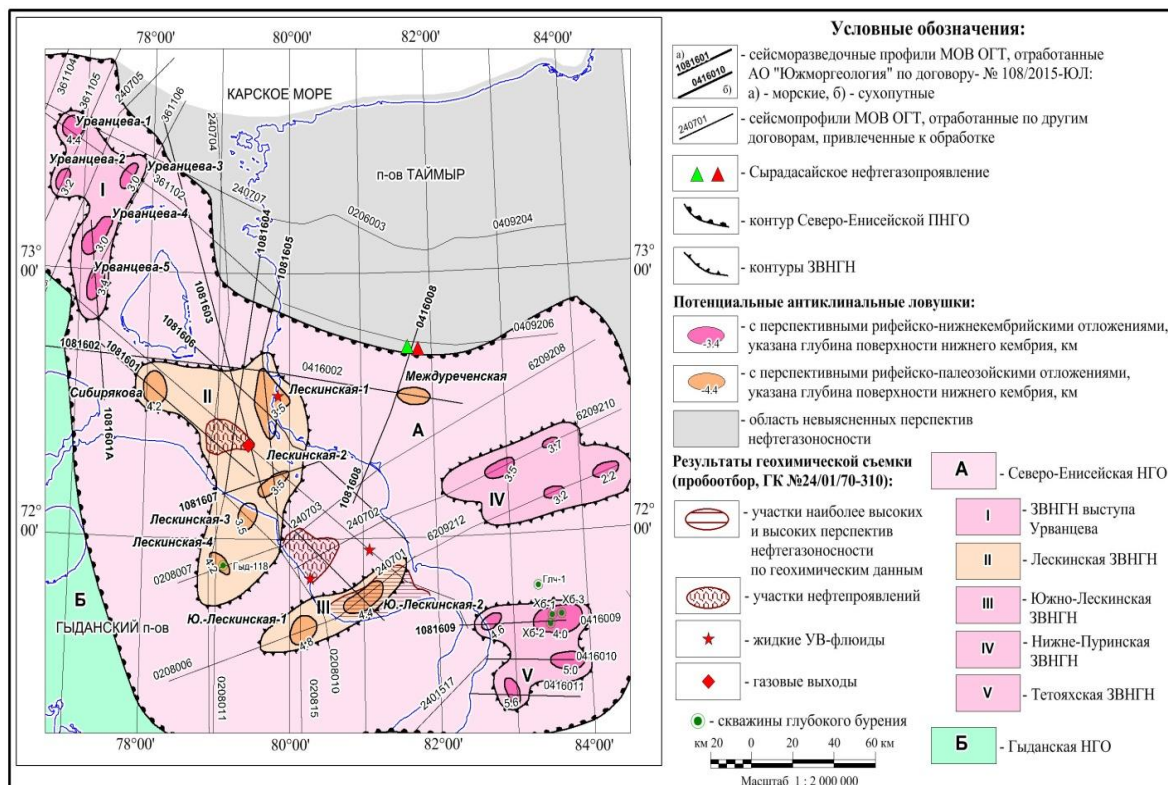


Рис. 1. Карта перспектив нефтегазоносности рифейско-палеозойско-триасовых отложений Северо-Енисейского района

Выявлено, что наиболее перспективные в нефтегазоносном отношении на Сибирской платформе рифейский и вендско-нижнекембрийский комплексы в Северо-Енисейском районе доступны для поискового бурения.

Намечены локальные перспективные объекты, представляющие собой потенциальные ловушки антиклинального типа, которые объединены в зоны возможного нефтегазонакопления (ЗВНГН). Всего оконтурено пять ЗВНГН: Выступа Урванцева, Лескинская, Южно-Лескинская, Нижне-Пуринская, Тетояхская, которые входят в Северо-Енисейскую ПНГО.

Глубины залегания ловушек по кровле венд-нижнекембрийского комплекса составляют от 2,5 км в ЗВНГН Выступа Урванцева и ниже (рис.2). Площади до 300 км. Амплитуды до 0,5 км. Рифейский комплекс залегает от 3.0 -3,5 км и ниже. Палеозойские локальные поднятия, соответствующие локальным рифейским и венд-нижнекембрийским поднятиям также рассматриваются как перспективные объекты. В Лескинской ЗВНГО глубины залегания кровли девонских отложений составляют около 1.0 км, в Южно-Лескинской ЗВНГО – около 3.0 км. Особняком находится выявленное локальное поднятие Междуреченское в Лескинско-Сырадасайском прогибе, немного южнее Лескинско-Сырадасайском прогибе, немного южнее Сырадасайского нефтепроявления.

Рифейские и венд-нижнепалеозойские отложения на этом участке залегают на больших глубинах. Интерес могут представлять средне-верхнепалеозойские отложения. Кровля девона понимается здесь до 1.1 км.

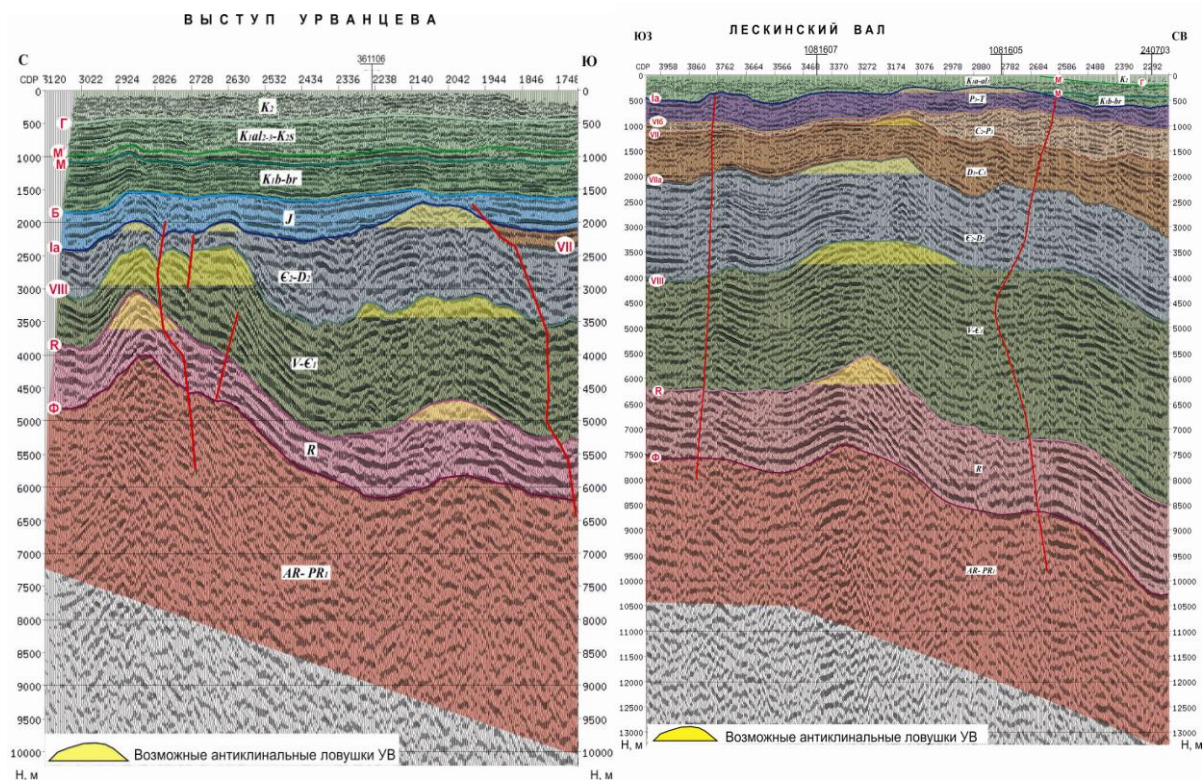


Рис.2. Иллюстрация перспективных локальных объектов выступа Урванцева (потенциальные ловушки Урванцева 4 и Урванцева 5), Лескинского вала (потенциальная ловушка Лескинская 2) на сейсмогеологических разрезах 1081601А и 1081603

В юрско-меловых отложениях района, моноклинально залегающих с наклонами на север и на юг, имеется одно небольшое газовое Хабейское месторождение в юго-западной части района. Продуктивны линзы нижнемеловых и среднеюрских песчаников нижнехетской (нижний мел) и малышевской (средняя юра) свит в эрозионных впадинах. Перспективы дальнейших поисков залежей УВ в юрско-меловых отложениях района оцениваются невысоко. Предполагается, из опыта работ в Арктической зоне Сибири, что здесь следует ожидать только газовые или газо-конденсатные залежи. Моноклинали юрско-меловых пород осложнены лишь редкими и небольшими антиклинальными перегибами и, крупных антиклинальных ловушек здесь нет. Нет пока данных и о возможных крупных неантиклинальных ловушках.

В заключение следует отметить, что проведенное нефтегазогеологическое районирование рифейско-палеозойско-триасового комплекса является

предварительным, так как сеть геофизических профилей некондиционна даже для масштаба 1:500 000. Поэтому, учитывая, что интерес к перспективам нефтегазоносности района большой и в настоящее время на Гыданском полуострове на юге Лескинской ЗВНГО проводится бурение параметрической скважины Гыданская 118, необходимо уплотнить сеть региональных профилей, а на наиболее перспективных участках выполнить крупномасштабные региональные работы для параметризации локальных объектов и подготовки моделей возможных залежей УВ.

Литература

1. Болдушевская Л.Н., Ладыгин С.В., Назимков Г.Д. и др. Результаты геолого-геохимических исследований палеозойских отложений Западного Таймыра // Комплексирование геолого-геофизических методов при обосновании нефтегазопоисковых объектов на Сибирской платформе (в восточной Сибири и республике Саха (Якутия)): материалы научно-практической конференции (21-23 апреля 2008 г). – Новосибирск: 2009, С. 37-42.

Мейснер Л.Б. АО («Южморгеология», meisnerlb@ymg.ru)

Тектоника Северо-Енисейского района, перспективного для поисков залежей углеводородов

По Северо-Енисейскому району в АО «Южморгеология» в 2018 г. выполнена интерпретация новых геолого-геофизических материалов. Тектоническая задача этих работ заключалась в увязке структур Енисейского залива со структурами западной части Таймырского полуострова и структурами восточной части Гыданского полуострова. Выполнение этой задачи предусматривало привлечение ретроспективных материалов. Основным фактическим материалом являлись данные сейсморазведки. Кроме сейсмических новых и архивных материалов АО «Южморгеология» использовались архивные сейсмические материалы АО «Таймыргеофизики».

Северо-Енисейский район в современном тектоническом плане представляет собой сочленение трех надпорядковых тектонических элементов: Сибирской платформы, Западно-Сибирской плиты и Южно-Таймырской складчатой системы (рис.1). Эпигерцинская Западно-Сибирская плита на площади изучения занимает участок в прибрежной юго-восточной части Карского моря. Она представлена блоком пород, несогласно перекрытых плитным комплексом мезозоя, мощностью до 4,0 км. Опираясь на скважину Большелайдинская 1, которая находится значительно южнее, но также в восточной пограничной зоне Западно-Сибирской плиты, можно предположить, что возраст пород этого блока — преимущественно протерозойский. Блок рассечен грабеном, вероятно заполненным, по аналогии с разбуренными грабенами Западно-Сибирской плиты, триасовыми отложениями (рис.2). Грабен вписывается в систему триасовых грабен-рифтов Западной Сибири, в качестве восточной ветви Колтогорско-Уренгойского грабена.

На о. Олений и на Гыданском п-ве граница между Западно-Сибирской плитой и Сибирской платформой современной сейсмикой еще не изучена.

На юге структуры Северо-Енисейского района отделяются от Енисей-Хатангского регионального прогиба Тарейским мегавалом, выделенным на Таймырском полуострове [Кушнир, 2006, Афанасенков, 2018] и продолжающимся на Гыданский п-ов. На Тарейском мегавалу происходит подъем фундамента, рифея венда и нижнего кембрия и отсутствуют отложения остального палеозоя. При приближении к Енисей-Хатангскому региональному прогибу южное крыло мегавала круто погружается и его осложняет Южно-Таймырский разлом. В состав мегавала входят менее крупные валы, в частности Тетояхский вал.



Рис. 1 Структурно-тектоническая карта Северо-Енисейского района

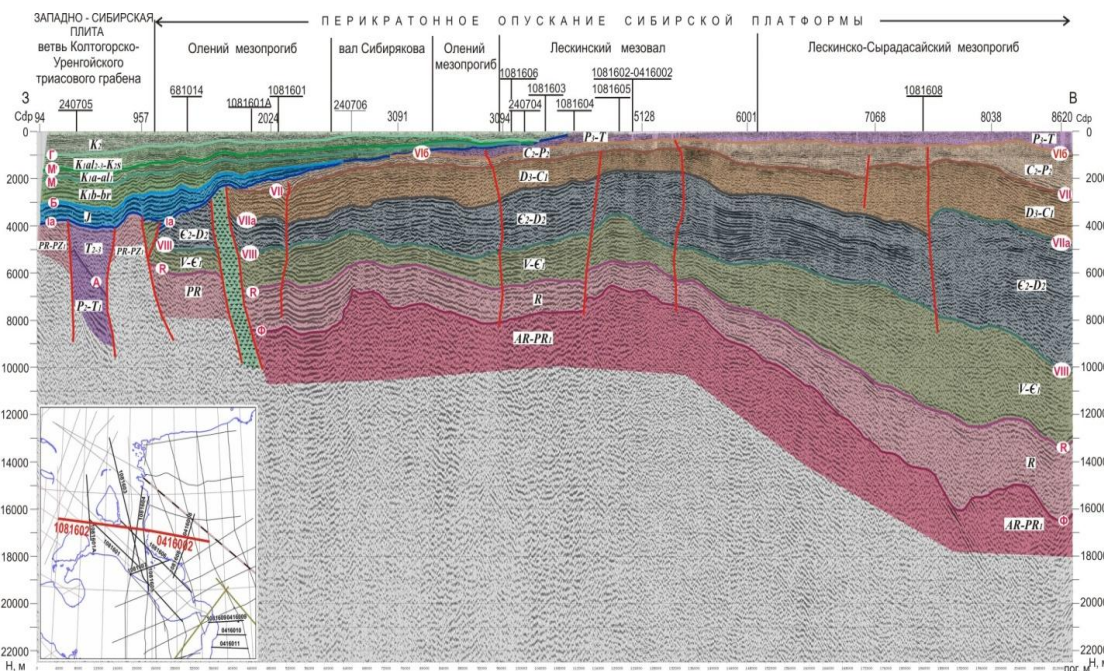


Рис. 2. Сейсмогеологический разрез 1081604-041602, показывающий сочленение акваториальной части Западно-Сибирской плиты и перикратонного погружения Сибирской платформы

Южно-Таймырская складчатая система занимает северо-западную часть Таймырского полуострова (Гыдано-Таймырский прогиб по [Кушнир, 2016]). Отличается от Сибирской платформы повышенной дислоцированностью верхнепротерозойских и палеозойских пород, являющейся результатом раннекиммерийской активизации тектонических движений. На сейсмических разрезах

дислоцированность пород проявлена прерывистыми, бугристыми, вплоть до хаотичных, сейсмофациями с резко изменчивыми на коротких отрезках разреза амплитудами отражений. Пуринский разлом в западной части Таймырского полуострова с юга ограничивает Сырадасайскую зону складок и его можно принять за участок южной границы Южно-Таймырской складчатой системы. В Енисейском заливе и южной части открытого Карского моря сейсмические разрезы позволяют наметить северо-западное продолжение этой границы. Но ее следует уточнить дополнительными работами.

Основную часть площади исследований занимает участок с древним докембрийским фундаментом, отнесенным к северо-западному перикратонному опусканию Сибирской платформы. В отличие от Южно-Таймырской системы слои осадочного разреза платформы характеризуются более спокойной сейсмической записью с распространением субпараллельной сейсмофации.

В рифейско-раннекембрийское время была обширная область прогибания, выходявшая за пределы Северо-Енисейского района. В палеозое структура стала более дифференцированной, но прогибы постепенно заполнялись осадками и контрастные различия между поднятиями и прогибами сглаживались. Уже в раннем палеозое возникла синеклиза, которая начиналась от Тарейского вала юге, а северное ее замыкание еще точно не установлено. Палеосинеклиза подверглась инверсии в киммерийское время и образовалась эрозионная поверхность, на которой с резким угловым несогласием залегают слои юры-мела.

Центральное место на участке перикратонного опускания Сибирской платформы занимает Лескинский вал. Первоначально, в 2010 г он выделялся нами в Енисейском заливе в виде поднятия, но в 2018 г. его контур на картах стал вытянутым в меридиональном направлении. Северная часть вала заходит на Таймырский полуостров, центральная часть находится в Енисейском заливе, а южная часть вала располагается на Гыданском полуострове. Последняя замкнутая изогипса вала по поверхности фундамента - 8,0 км. Длина вала -120 км, средняя ширина - 45 км. В отложениях рифей-палеозоя отчетливо выражено восточное крыло вала переходящее в западный борт Лескинско-Сырадасайского прогиба. Западное крыло вала пологое и короткое, опускающееся в слабо выраженную восточную ветвь Оленьего прогиба между Лескинским валом и валом Сибириякова. Лескинский вал начал свое формирование в эпоху киммерийского тектогенеза. В Енисейском заливе в своде вала на поверхность дна выходят породы нижнего триаса, представленные,

[Геленджик, 27 -31 мая 2019 г.](#)

преимущественно, траппами. На крыльях вала лежат, с резким угловым несогласием, юрско-меловые слои (рис. 2), образующие верхний структурно-тектонический этаж. Слои верхнего этажа моноклинально погружаются на северо-запад, в Южно-Карскую впадину и на юг, в Енисей-Хатангский прогиб, заполненные мощными юрско-меловыми отложениями.

Вал Сибирякова небольшой, малоамплитудный, вытянутый в северо-западном направлении на 55 км, при ширине 20 км. Его юго-западная часть еще не оконтурена. Вал разделяет Олений прогиб на две ветви — восточную и западную. Западная ветвь более глубокая, с глубинами залегания фундамента 9,0 - 10,0 км.

С севера Олений прогиб ограничен выступом Урванцева. Выступ, относящийся к Сибирской платформе, имеет торцовое сочленение с северо-восточной ветвью Колтогорско-Уренгойского грабена Западно-Сибирской плиты и протягивается на северо-восток на 70 км, до сочленения с Южно-Таймырской складчатой системой. На выступе размываются отложения среднего-верхнего палеозоя. Сверху выступ перекрыт мезозойскими слоями, моноклинально погружающимися в Южно-Карскую впадину.

В западной части Таймырского полуострова, южнее Пуринского разлома в 2018 г. намечен Лескинско-Сырадасайский прогиб. Здесь глубины фундамента достигают 14 км. С юга прогиб ограничен Нижнепуринским валом. В Енисейском заливе прогиб поворачивает на юго-восток и замыкается, упираясь на юге в Южно-Лескинский вал, длина которого - 86 км, ширина - 15-26 км. Глубины поверхности фундамента на валу составляют 10-11 км.

Нижнепуринский вал, шириной 40 км, ограничен с севера Лескинско-Сырадасайским прогибом, а с юга - Чайкинско-Пуриной зоной впадин [Кушнир, 2016]. Чайкинско-Пуриная зона впадин имеет ширину около 20 км, и глубину залегания фундамента до 12 км. Западная часть этой зоны выходит в Енисейский залив.

Для завершения регионального этапа изучения Северо-Енисейского района необходимы дополнительные геофизические работы по профилям, расположенным с учетом результатов параметрической скважины Гыданская 118.

Литература

1. Афанасенков А.П., Обухов А.Н., Чикишев А.А., Шайдаков В.А., Бордюг А.В., С.Л. Каламкар. «Тектоника северного обрамления Сибирской платформы по результатам комплексного анализа геолого-геофизических данных», Геология нефти и газа, 2018. №1, с. 7-27.
2. Кушнир Д.Г. «Палеозойские мегавалы на севере Центральной и Западной Сибири», Геотектоника, 2006, № 5, с. 85-91.
3. Кушнир Д.Г. «Глубинное геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Приенисейской полосы Таймыра и Гыдана», Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2016 Т. 11, № 1, с.1-29

Мордасова А.В.¹, Сулова А.А.¹, Ступакова А.В.¹, Еришова Д.К.¹, Гилаев Р.М.¹ (1 МГУ им. М.В. Ломоносова, a.mordasova@oilsu.ru)

Нижнемеловые клиноформы Баренцево-Карского шельфа: новые объекты поиска скоплений углеводородов

В нижнемеловых отложениях Баренцевоморского шельфа в прогибе Нордкапп выявлены скопления нефти и газа [6], в восточной части шельфа наличие газовых скоплений отмечается по данным 3Д-сейсморазведки [1]. Наличие уникальных газоконденсатных месторождений в разновозрастных отложениях Карского моря и нефтяных месторождений в неокомском комплексе Западной Сибири так же определяют перспективность поисков скоплений углеводородов в нижнемеловых отложениях Баренцево-Карского шельфа.

Изучение геологического строения верхнеюрско-нижнемеловых отложений Баренцево-Карского шельфа основано на принципах циклостратиграфии и сейсмической стратиграфии. Для косослоистой позднеюрско-барремской толщи на основе сейсмических и скважинных данных проведен детальный анализ размеров, геометрии и особенностей формирования клиноформ [5].

Обширный 2D-сейсмический материал, выполненный ОАО "Морская арктическая геологоразведочная экспедиция" (МАГЭ) и ОАО «Севморнефтегеофизика» (СМНГ) в 2007-13 гг. на шельфе Баренцева и Карского морей (49590 пог.км), каротажные данные и керн 30 морских скважин, позволили создать региональную геологическую модель нижнемеловых клиноформных отложений Баренцево-Карского шельфа, выделить различные типы клиноформ, реконструировать условия их формирования и оценить перспективы развития природных резервуаров нефти и газа.

В верхнеюрско-нижнемеловых отложениях Баренцевоморского шельфа выделяется два сеймостратиграфических комплекса (ССК): клиноформный верхнеюрско-неокомский и ниже-верхнемеловой [3]. Нижняя граница верхнеюрско-неокомского клиноформного выражена подошвенным прилеганием клиноформ к кровле киммеридж-волжских черных глин (рис. 1), которые сформировались в период максимальной трансгрессии моря [4].

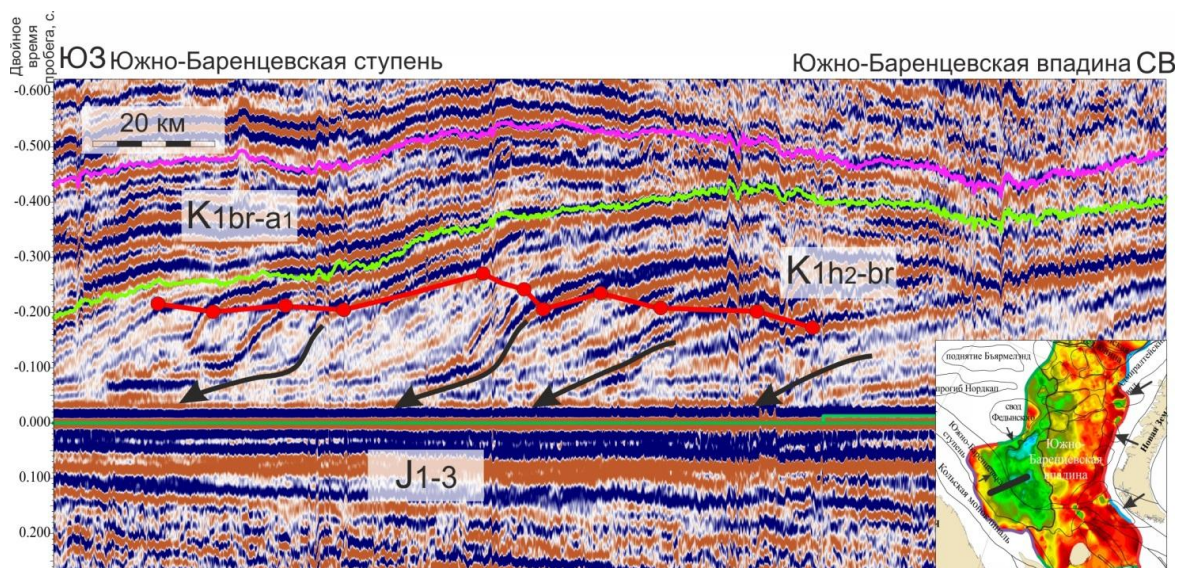


Рисунок 1. Подошвенное прилегание готерив-барремских сигмовидных клиноформ к кровле верхнеюрских отложений. Красными линиями и точками показана траектория бровок клиноформ. Фрагмент профиля KS 907_607

В пределах ССК выделяются подкомплексы, разделенные внутриформационными поверхностями несогласия: барремского, нижнеальбского и сеноманского. Эти несогласия носят региональный характер и выделяются в разрезе меловых отложений Западной Сибири [2] и на арх. Шпицберген, что определяет общность геологического развития этих областей в позднеюрско-раннемеловое время.

В верхнеюрско-неокомском ССК выделяются клиноформные тела различных типов, сформированные в разных палеогеографических зонах. Сигмовидные клиноформы высотой 100-150 м и углами наклона $0,9 - 2,2^\circ$ развиваются на склоне относительно глубоководной внутришельфовой впадины и, проградируя в сторону моря, наращивают мелководный шельф. Эти клиноформы сопоставляются с клиноформами неокома Западной Сибири. В ундаформенной части развиты прибрежно-морские (т.н. «шельфовые») песчаные пласты, в собственно клиноформенной возможно развитие каналов мутьевых потоков в преимущественно глинистой толще монотонного состава (рис. 2). В фондоформенной части сигмовидных клиноформ развиты отложения некомпенсированной относительно глубоководной впадины с высокими концентрациями Сорг и многочисленными остатками нормально-морской фауны.

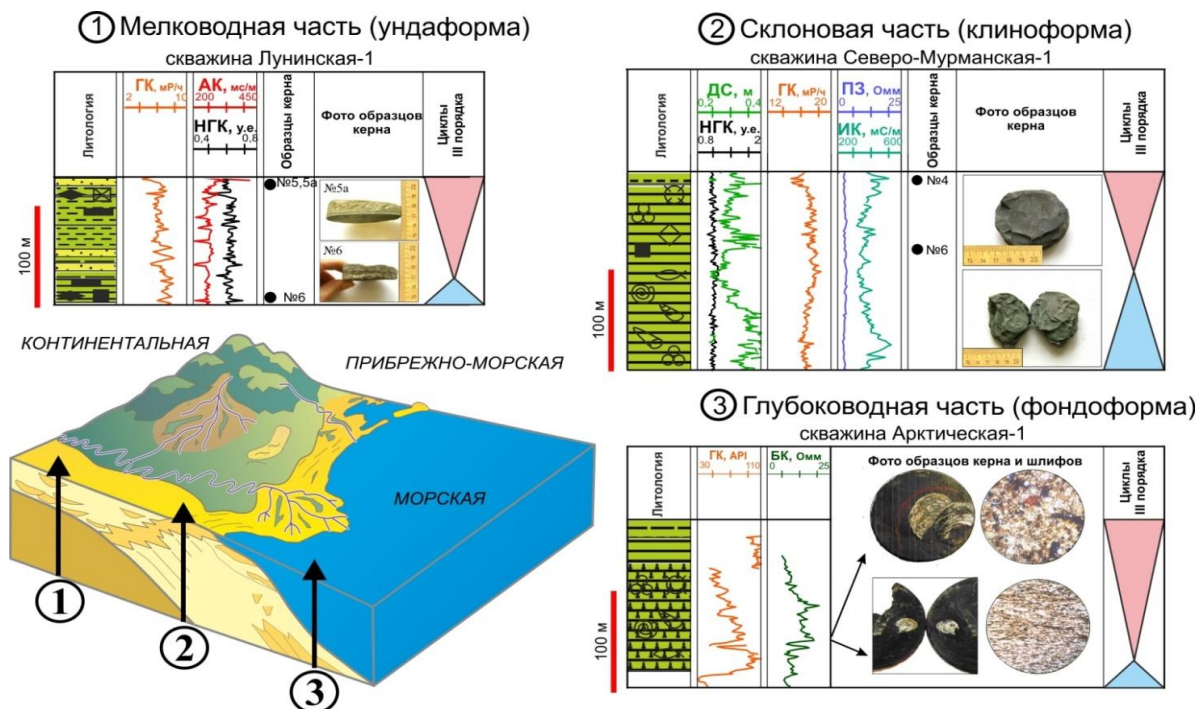


Рисунок 2. Типовые разрезы мелководной, склоновой и глубоководной частей сигмовидных клиноформных тел.

В подошгии тангенциальных клиноформ, сформированных на этапе стабилизации и падения уровня моря, могут отлагаться песчано-алевритовых осадки конусов выноса (рис. 3).

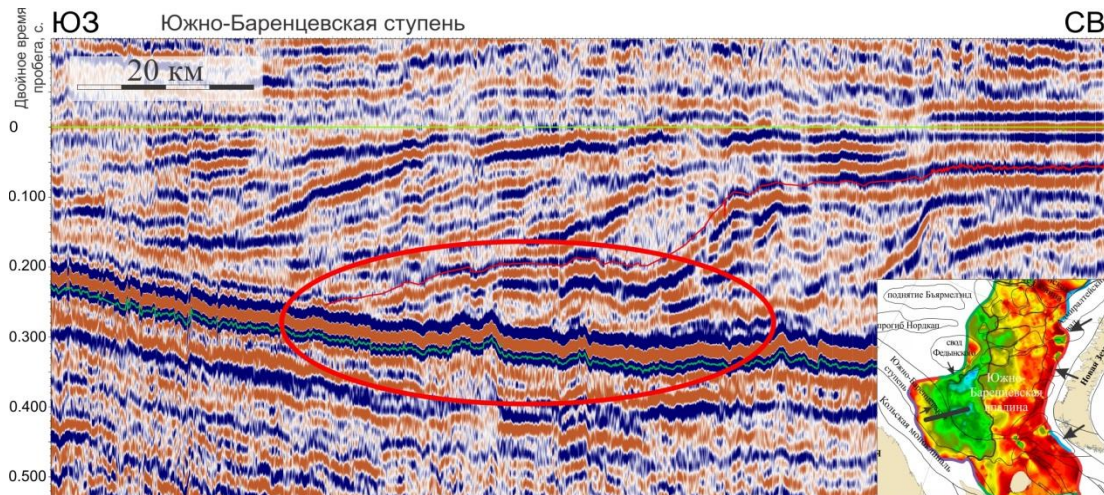


Рисунок 3. Предполагаемый конус выноса в подошгии готерив-барремских клиноформ. Фрагмент профиля KS 103

В Южно-Карской впадине неокомские отложения также характеризуются клиноформным строением. Клиноформы, проградирующие на северо-восток, встречаются с восточными в районе западного окончания Русановского мегавала. На сейсмических профилях в центральной части Южно-Карской впадины выделено шесть

преимущественно сигмовидных клиноформных тел восточного – юго-восточного падения (рис. 4).

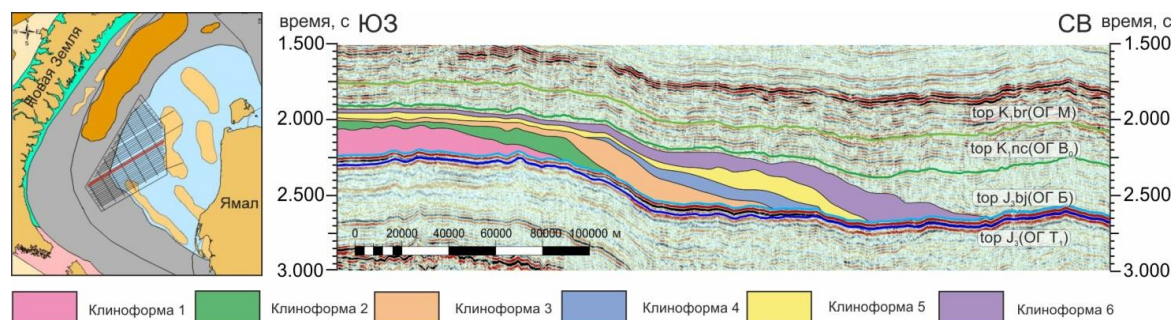


Рисунок 4. Проградация некомских клиноформных тел на Карском шельфе в северо-восточном направлении.

Высота клиноформ достигает – 320-400 м, седиментационные углы клиноформ достигали $1^{\circ}20'$ - $2^{\circ}50'$. Полученные параметры позволяют сопоставить нижнемеловые клиноформы Южно-Карской впадины с сигмовидными клиноформами Южно-Баренцевской впадины и предложить единый подход к созданию палеогеографических карт. Судя по высоте клиноформ, бассейн осадконакопления в Южно-Карской впадине был более глубоководным.

Таким образом, перспективы нефтегазоносности определяется областью распространения некомских клиноформ различного типа. Морфология клиноформных тел контролирует развитие природных резервуаров и ловушек различного типа – пластово-сводовых для ундаформенной части и литологически ограниченных для фондоформенной части.

Список литературы:

1. Захаренко В.С., Казанин Г.С., Павлов С.П. Предпосылки и условия формирования газогидратов на Штокмановской площади Баренцева моря. // Вестник МГТУ, том 17, №2, 2014г. С. 394-402.
2. Карагодин Ю.Н., Казаненков В.А., Рыльков С.А., Ершов С.В., Северное Приобье Западной Сибири. Геология и нефтегазоносность некома (системно-литологический подход)/ Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2000. 200с.
3. Мордасова А.В., Сулова А.А., Ступакова А.В. Сейсмостратиграфические комплексы нижнемеловых отложений Баренцева моря// Георесурсы. – 2017. – Том 1. – С. 36-42. DOI: 10.18599/grs.19.5
4. Сулова А. Сейсмостратиграфический анализ и перспективы нефтегазоносности юрских отложений Баренцевоморского шельфа// Нефтегазовая геология. Теория и практика (электронный журнал). — 2014. — Т. 9, № 2. — С. 1–19.
5. Helland-Hansen W., Steel R.J. Shelf edge and shoreline trajectories, a dynamic approach to stratigraphic analysis/ Basin Research (2009) 21, pp. 445–453.
6. Официальный сайт Норвежского нефтяного директората. www.npd.no

Никифорова Е. А. (Департамент по недропользованию по Центрально-Сибирскому округу ktv@centrsibnedra.ru)

Недропользование и перспективы открытия новых залежей углеводородов в Красноярском крае

В настоящее время активно развивается недропользование Таймырской арктической зоны Красноярского края.

На данной территории расположены лицензионные участки ПАО «НК «Роснефть», ООО «Лукойл-Западная Сибирь», ООО «НГХ-Недра», АО «Таймырнефтегаз», ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ».

ПАО «НК «Роснефть» принадлежат лицензии для геологического изучения с целью поисков и оценки месторождений углеводородного сырья на Кубалахском, Купчитахском, Владимирском участках, сроком до 2023 года, расположенные в районе Хатангского залива. Суммарные ресурсы по участкам составляют: нефти D_2 – 19 млн.т., газа D_1 – 98 млрд.м³, D_2 – 112 млрд.м³. На участках были проведены полевые сейсморазведочные работы МОГТ-2Д в объеме 3650 пог. км, выполнены работы по обработке и интерпретации материалов полевых сейсморазведочных работ МОГТ-2Д. Выполнена комплексная аэрогравимагнитная съемка масштаба 1:200 000 в объеме 4560,2 пог. км, проведена геологическая интерпретация комплексной аэрогеофизической съемки, в пределах участков выявлены зоны разуплотнений и разрывных нарушений, благоприятных для миграции углеводородов.

ПАО «НК «Роснефть» также владеет лицензиями с целью разведки и добычи месторождений УВ на участках Кунгасалахский (выполнено 826 пог. км сейсморазведочных работ МОГТ-2Д), Хара-Тумус и Хатангский расположенным на территории шельфа. В 2017 году на участке Хара-Тумус было открыто Центрально-Ольгинское месторождение.

ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» с 14.12.2015 года владеет лицензией на Восточно-Таймырский лицензионный участок (на право работ по геологическому изучению с целью поисков и оценки месторождений полезных ископаемых, разведки и добычи полезных ископаемых Площадь Восточно-Таймырского участка – 13 800 км². Ресурсы участка составляют: газ – 370,6 млрд.м³; нефть – 1300,4/520,1 млн.т.

На участке были проведены сейсморазведочные работы 2Д в объеме 2000 пог. км в период 2016-2018 гг., завершена строительством поисковая скважина №1 на Журавлиной структуре, забой 5750 м.

На данный момент проводится уточнение геометризации перспективных горизонтов, паспортизация перспективных объектов и оценка ресурсной базы, построение карт по опорным горизонтам, а также формирование полной локальной базы сейсмических данных по Восточно-Таймырскому ЛУ с учетом ретроспективных материалов сейсморазведочных работ МОГТ-2Д (5538,3 пог. км).

Проведение всех запланированных исследований по керну и шламовому материалу, окончательная интерпретация сейсмического материала и подготовка отчета по всем видам работ запланирована на 2018 год.

На участках недр Пайяхский и Северо-Пайяхский было открыто Пайяхское месторождение. В 2018 году, в результате испытания поисковой скважины Иринская-1, был получен приток углеводородов. В настоящее время материалы находятся на экспертизе ГКЗ.

ООО «НГХ-Недра» ведут поисковые работы на 4 участках, расположенных в непосредственной близости от Пайяхского месторождения. Учитывая размер залежей и ловушек на соседнем Пайяхском месторождении, компания планирует увеличить объем сейсморазведочных работ, для того чтобы плотность сети профилей достигла, как минимум, 1,4 – 2,0 км². В связи с чем, недропользователь считает целесообразным провести на участках по 300 пог.км сейсмопрофилей МОГТ-2Д.

Компании ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ» предоставлено три лицензии на пользование недрами на территории Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района: участки Танамский, Паютский, Южно-Лескинский.

Месторождения УВ в арктической зоне можно отнести к месторождениям с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Месторождения с трудноизвлекаемыми запасами характеризуются низкими и неустойчивыми дебитами скважин, эксплуатация которых находится на грани рентабельной разработки в современных условиях российского недропользования. Их освоение сопровождается более дорогостоящими технологиями, чем обычных нефтей, но, несмотря на эти обстоятельства, именно трудноизвлекаемые запасы обеспечат основной прирост запасов углеводородов в долгосрочной перспективе. Без вовлечения в отработку трудноизвлекаемых запасов в ближайшем будущем будет очень сложно удержать достигнутый уровень добычи.

На сегодняшний день с позиции экономической эффективности для севера Красноярского края основной задачей геологоразведочных работ в регионе является поиск нефтяных и газоконденсатно-нефтяных залежей, которые приурочены, как показали проведенные исследования, к литологическим и структурно-литологическим

ловушкам, широко распространённым в неокомском клиноформном комплексе. Составленная региональная сейсмогеологическая модель неокомского клиноформного комплекса, прогнозирует содержание, по разным оценкам, свыше 60% начальных извлекаемых ресурсов условных углеводородов Енисей-Хатангского регионального прогиба.

По данным комплексной интерпретации материалов сейсморазведки и бурения определено несколько литологических ловушек, на двух из которых пробурены поисковые скважины и открыты залежи нефти. В связи с полученными результатами предлагается сосредоточить дальнейшие геологоразведочные работы на поиск неантиклинальных объектов в клиноформном комплексе в наиболее погруженной (осевой) части прогиба. Эта зона является первоочередным объектом лицензирования участков на поиски нефти и газа.

Основной путь решения проблемы освоения ресурсного потенциала Арктической зоны (севера Красноярского края) это осуществление доразведки существующих месторождений, разработка новых высокоэффективных технологий добычи и совершенствование нормативно-правовой базы в нефтедобывающих отраслях.

Западная часть Сибирской платформы также является перспективной для открытий месторождений нефти и газа. Промышленное значение в настоящее время имеют залежи нефти и газа, сконцентрированные в вендских и рифейских коллекторах. Основываясь на истории развития и реализации нефтегазоматеринскими отложениями своего генерационного потенциала можно выделить зоны, в пределах которых, в настоящее время, возможно существование залежей, содержащих в своём составе нефтяные флюиды как в рифейских, так и в перекрывающих их вендских отложениях, а также зоны в пределах которых рифейские отложения погружались ниже «нефтяного окна» в зону глубины генерации газа. В этих зонах возможно существование нефтегазоконденсатных залежей в пределах вендских отложений и газоконденсатных - в рифейских. В более погруженных районах могут существовать только газоконденсатные залежи, как в рифейских, так и в вендских коллекторах.

Можно сказать, что основной прирост запасов нефти связан с рифейскими коллекторами и с вышележащими коллекторами терригенной части венда, при условии отсутствия между ними надёжных соленосных флюидоупоров, как на Байкитской антеклизе и Катангской седловине. Первоочередными в этом плане являются Юрубчено-Тохомская и Собинско-Тэтэринской зона нефтегазонакопления.

На сегодняшний день в силу вступили Изменения, в Порядок рассмотрения заявок на получение права пользования недрами для геологического изучения недр (за исключением недр на участках недр федерального значения и участках недр местного значения), утвержденный приказом Минприроды России от 10 ноября 2016 г. № 583 которые позволяют недропользователям подавать заявки на получение права пользования недрами для геологического изучения недр (за исключением недр на участках недр федерального значения и участках недр местного значения) на территории, входящей в Арктическую зону Российской Федерации на территории Красноярского края, которая, до вступления в силу изменений к приказу, была закрыта для заявочного принципа полностью.

С начала вступления в силу Изменений, возможностью получить участки недр находящиеся в Арктической зоне Красноярского края воспользовались многие крупные компании.

Высокие перспективы открытия новых залежей нефти и газа в Красноярском крае имеет западная часть Сибирской платформы (Юрубчено-Тохомская, Собинско-Тэтэринская зоны), а также арктическая зона Красноярского края.

Пронина А. В. (ООО «ИТЦ «ЗемЛесПроект»)

Особенности оформления разрешительной документации на лесные участки для выполнения полевых сейсморазведочных работ в Красноярском крае

После многократных «улучшений» законодательных актов сегодня наличие лицензии на недра не дает прав в отношении земельного участка. Геологические работы нельзя проводить без отвода земли, которая находится в пределах лицензии. По существующему законодательству после получения лицензии на недра приходится получать разрешения на пользование землей и лесом.

ООО «ИТЦ «ЗемЛесПроект» выполняет комплекс землеустроительных работ по оформлению земельно-правовых отношений, в том числе и для проведения полевых сейсморазведочных работ на территории лесного фонда Красноярского края. На первоначальном этапе работ мы проводим доскональный анализ исходных данных от клиента, определяем точное местоположение объекта, проверяем на обременения третьих лиц, определяем вид целевого назначения лесов, категорию защитных лесов, тщательно прорабатываем вопрос касаясь проектирования объектов, не связанных с созданием лесной инфраструктуры.

В нашем случае клиенту требуется оформить отвод земельного участка шириной 4 м, необходимый для инженерно-геологических изысканий. Сейсморазведочные исследования являются разновидностью геофизических инженерно-геологических изысканий. В ст.25 ЛК РФ виды использования лесов не содержат в себе понятие «изыскательские работы», только ст.10.1 Федерального закона от 04.12.2006 №201-ФЗ "О введении в действие Лесного кодекса Российской Федерации" сообщает, что лесной участок, в том числе расположенный в резервных лесах, может быть предоставлен в аренду для выполнения изыскательских работ без проведения аукциона на срок не более чем один год. Даже имеется ставка платы при выполнении изыскательских работ в Постановлении Правительства РФ от 22.05.2007 №310 "О ставках платы за единицу объема лесных ресурсов и ставках платы за единицу площади лесного участка, находящегося в федеральной собственности" (80 руб. за га на всей территории РФ). Но, к большому сожалению, согласно действующему законодательству использовать леса в целях изыскательских работ возможно, но без рубки лесных насаждений. В связи с этим, сейсморазведочные исследования принято оформлять под ст.43 ЛК РФ.

Использование лесов для выполнения работ по геологическому изучению недр, для разработки месторождений полезных ископаемых осуществляется в соответствии со статьями 21, 43 ЛК РФ. В соответствии с пп.1,2 ч.1 ст.21 ЛК РФ строительство,

реконструкция и эксплуатация объектов, не связанных с созданием лесной инфраструктуры на землях лесного фонда, допускается для осуществления работ по геологическому изучению недр и разработки месторождений полезных ископаемых. Перечень объектов утвержден Распоряжением Правительства РФ от 27.05.2013 № 849-р (далее Перечень). В целях строительства, реконструкции и эксплуатации объектов, не связанных с созданием лесной инфраструктуры, при выполнении работ по геологическому изучению недр и разработке месторождений полезных ископаемых допускается проведение выборочных и сплошных рубок лесных насаждений. Если детально разбирать Перечень, то для осуществления работ по геологическому изучению и разработке месторождений углеводородного сырья, предприятиям нефтегазового комплекса можно руководствоваться только п.1 и п.2, в случае проектирования сейсморазведочного профиля по наименованию подходит – сооружение обустройства разведочных площадей, это единственно подходящий объект из Перечня с целью разработки разрешительной документации для последующего оформления лесного участка в аренду. Нужно учесть, что п.1 Перечня допускает размещение данного объекта только в резервных, эксплуатационных и некоторых категориях у защитных лесов, а запрещает в особо защитных лесах и практически во всех категориях у ценных лесов. В ценных лесах можно размещать объекты и рубить лесные насаждения только под карьер. С рубкой геофизических профилей данный объект не соотносится. В ценных лесах и на особо защитных участках лесов допускается строительство, реконструкция и эксплуатация объектов капитального строительства, связанных с выполнением работ по геологическому изучению и разработкой месторождений углеводородного сырья, в отношении которых лицензии на пользование недрами получены до 31.12.2010 г. (ст.8.2 №201-ФЗ от 04.12.2006), в конкретном случае (на примере строительства нефтепровода) мы разрабатываем 2 проекта освоения лесов, в первом проекте освоения лесов мы не проектируем строительство объекта, рубку под объект в ОЗУ и ценных лесах. После получения клиентом Разрешения на строительство объекта, мы готовим второй ПОЛ, в котором уже проектируем размещение объекта в вышеуказанных категориях.

Ввиду отсутствия возможности использования лесных участков в ОЗУ, ценных лесах в целях геологического исследования недр, мы, как разработчики разрешительной документации на земельные участки, видим единственный выход из этой ситуации, оформление испрашиваемых в аренду участков под ст.45 ЛК РФ – строительство, реконструкция, эксплуатация линейных объектов, таких как **Геленджик, 27 -31 мая 2019 г.**

«временный (технологический) проезд», «наземная кабельная линия связи». Размещение линейных объектов в ценных лесах, ОЗУ допустимо. Производство сейсморазведочных изыскательских работ предполагает устройство временных (технологических) проездов для техники, осуществляющей прокладку многокилометровых наземных кабельных линий связи между датчиками. Такой проезд не имеет дорожного покрытия. Временный (технологический) проезд и линия связи не имеют признаков самостоятельного сооружения, не относятся к недвижимому имуществу, и, следовательно, не являются объектом капитального строительства. Отмечу, что в п.4 Перечня 849-р отсутствует понятие объекта «временный (технологический) проезд», а имеется понятие объекта «дорога автомобильная с усовершенствованным облегченным или переходным типом дорожного покрытия». Термин «линия связи» данный Перечень содержит в себе. В связи с чем, по наименованию это единственно подходящие объекты из Перечня, которые мы используем при проектировании.

Согласно части 3 ст.43 ЛК РФ на основании разрешений органов государственной власти, органов местного самоуправления в пределах их полномочий, определенных в соответствии со статьями 81 - 84 ЛК РФ, допускается выполнение работ по геологическому изучению недр на землях лесного фонда без предоставления лесного участка, если выполнение таких работ не влечет за собой проведение рубок лесных насаждений, строительство объектов капитального строительства. Поэтому, параллельно с оформлением лесного участка в аренду в целях строительства, реконструкции, эксплуатации линейных объектов, недропользователям мы советуем оформить предоставление лесного участка по Разрешению для ведения геологоразведочной деятельности. Процедура получения Разрешения (с учетом получения исходных данных и разработки проектной документации лесного участка) занимает около трех месяцев. Для получения Разрешения без предоставления лесного участка от заявителя требуется: комплект учредительных документов, схема расположения лесного участка на топографической основе в границах лицензии, проектная документация лесного участка, сведения из ГЛР (таксационное описание лесных насаждений от лесничества).

Объекты, связанные с осуществлением работ по геологическому изучению недр, подлежат консервации или ликвидации в соответствии с законодательством о недрах; земли, которые использовались для строительства, реконструкции и (или) эксплуатации объектов, не связанных с созданием лесной инфраструктуры, подлежат

Геленджик, 27 -31 мая 2019 г. 87

рекультивации на основании статьи 21 ЛК РФ. В связи с отсутствием на данный момент правовых актов, регулирующих прием (сдачу) участков после завершения работ по геологическому изучению недр (именно, предоставленных по Разрешению), Министерство лесного хозяйства Красноярского края предлагает по окончании срока действия разрешения привлечь специалиста лесничества к проведению внутреннего контроля завершения работ, путем направления письменного уведомления в адрес лесничества, на территории которого осуществлялись работы.

Также, стоит обратить внимание на использование лесного участка в границах территорий традиционного проживания и хозяйственной деятельности коренных малочисленных народов Севера (КМНС). Согласно п.2 ст.25 ЛК РФ леса могут использоваться для одной или нескольких целей, предусмотренных **частью 1** настоящей статьи, если иное не установлено настоящим Кодексом, другими федеральными законами. Заказав сведения из ГЛР (сведения об арендаторах лесных участков) на испрашиваемый для геологоразведочных работ лесной участок, часто встречается наложение объекта на места традиционного хозяйствования КМНС. Общие принципы взаимоотношений нефтегазодобывающих предприятий и коренных малочисленных народов определены федеральным и региональным законодательством:

-Федеральным законом от 30.04.1999 №82-ФЗ "О гарантиях прав коренных малочисленных народов Российской Федерации";

-Закон Красноярского края от 1 июля 2003 г. №7-1215 "Основы правовых гарантий коренных малочисленных народов Севера Красноярского края".

Действующее законодательство регулирует вопросы возмещения убытков коренным жителям за ограничение традиционных промыслов и нанесения ущерба местам их исконного проживания, промышленной деятельностью. Для заключения договора аренды лесного участка, заявителю, чей испрашиваемый в аренду лесной участок накладывается на арендованный участок КМНС, требуется предоставить лист согласования с КМНС. Однако, в лесном законодательстве о получении согласия не упоминается. Только, согласно земельному кодексу Российской Федерации при образовании земельных участков требуется согласие арендаторов исходных земельных участков, из которых при разделе, объединении, перераспределении или выделе образуются земельные участки (п. 4 ст. 11.2 ЗК РФ). В большинстве случаев, КМНС дает согласие на использование лесного участка при заключении Соглашения о возмещении убытков, причиненных КМНС в результате хозяйственной деятельности пользователя недр. Указанная необходимость накладывает на недропользователя

дополнительную финансовую нагрузку, а также ввиду продолжительности процедуры заключения Соглашения о компенсации убытков и сезонности ведения геологоразведочных работ, временные издержки. Образование лесного участка путем раздела и требования ст.11.2 применяются крайне редко, так как оформление лесных участков в основном сроком на 11 месяцев, без постановки на государственный кадастровый учет (ГКУ), а если появляется необходимость в ГКУ, то ставим на учет как части, без согласия КМНС.

Кроме того, стоит обратить внимание на правовой режим древесины, которая получена при использовании лесов в соответствии со статьями 43-46 ЛК РФ. В случае, если недропользователь заинтересован в приобретении получаемой древесины, которому необходимо использовать древесину в качестве строительного материала или топлива, возможно рассмотреть оформление лесного участка под 2 вида использования лесов-с сопутствующей заготовкой (для реализации основной цели использования). Но в большинстве случаев, при геологоразведке недропользователи не нуждаются в получении права собственности на древесину, и в таких случаях получаемую древесину представляют Федеральному агентству по управлению государственным имуществом. В действующем законодательстве нет ответов на следующие вопросы:

- куда складировать лес на 4-х метровых профилях;
- обязан ли недропользователь отвечать за хранение древесины после предоставления сведений о ее заготовки в Росимущество.

Получаемая древесина зачастую находится в труднодоступных местах, с отсутствием транспортной инфраструктуры и ее вывоз требует существенной финансовой нагрузки на покупателя, что снижает количество заинтересованных в ее покупке лиц. По итогу, бесхозная древесина годами лежит в лесу. Древесина быстро теряет потребительские свойства, продолжительное оставление нереализованной древесины в местах ее хранения в районе участка недр приводит к нарушению норм санитарной и пожарной безопасности.

По вопросу складирования срубленных деревьев на геологических профилях... В отводе шириной 4 м. плотно укладывать в штабели лесоматериалы не предоставляется возможным, поэтому с лесопользователем обговариваем проектирование площадей для складирования. Перечень 849-р содержит в себе термин «площадка производственная», ей мы даем характеристики как «площадки для разезда техники, разворота автомобилей» 50м*50м с определенным интервалом на протяжении всего профиля (иногда 200м*200м).

Рудаков А.В. (АО «Южморгеология»)

Приемо-регистрационный комплекс как главная проблема сейсморазведки в транзитной зоне

На сегодняшний день, как правило, сейсмические исследования в транзитных зонах реализуют в технологии ОВС с привлечением телеметрических регистрирующих комплексов, где в качестве датчика может служить как одиночный сейсмоприемник так и многокомпонентный [1]. В качестве источника сейсмического сигнала обычно используют пневматические излучатели. Область применения морской сейсморазведки с донными косами продолжает расширяться за счет повышения спроса на сейсмические данные высокого качества для обеспечения эффективной разработки месторождений. В значительной степени этому способствует дальнейшее усовершенствование технологий морской сейсморазведки с применением донной телеметрической косы.

Сейсморазведочные работы на Российском шельфе продолжают привлекать к себе внимание недропользователей. За последние несколько лет значительно увеличилось количество 3D работ в транзитных зонах. В 2016 году только предприятиями морского кластера «Росгео» было выполнено 5745 кв. км работ в акваториях арктических морей (рис 1). В связи с этим, отчетливо видна необходимость увеличения производственных мощностей и объемов используемого сейсмического оборудования.

Подавляющее большинство сейсмического оборудования, используемого российскими сервисными компаниями, произведено зарубежными фирмами (Sercel, Inova, Fairfield, Geospace, ION) и лишь малая часть произведена в России. Для того, чтобы российские подрядчики не испытывали зависимости от внешнеполитических факторов (рост курса доллара, санкционная политика и т.д.), необходимо начать реанимацию практически утерянного в 90-е годы собственного производственного потенциала.

В настоящее время активно используются два типа регистрирующих систем: кабельная и бескабельная. При этом, кабельные системы являются основным инструментом для проведения сейсморазведки на российском шельфе. Использование кабельных систем регистрации данных позволяет:

- Получать сейсмические данные в режиме реального времени (с визуализацией на мониторе сеймостанции);
- Использовать неспециализированные суда в качестве раскладчиков оборудования (после локального переоборудования кормовой части);

14-я конференция «Актуальные проблемы развития ТЭК регионов России и пути их решения - РосгеоНЕФТЕГАЗ»

- Не расходовать время на подъем датчиков на борт и сбор информации.

Существенными минусами кабельных систем являются:

1. Потеря работоспособности системы в случае выхода из строя хотя бы одной секции в активной расстановке.
2. Необходимость заряда межлинейных и межканальных модулей.
3. Прекращение производства текущих версий систем регистрации, применяемых с 2000-х годов.

Последний фактор наиболее важен с точки зрения экономики проектов планируемых работ, которые необходимо выполнить с использованием донных кабельных систем.

Технология работ с кабельными телеметрическими системами успешно применялась АО «Южморгеология» на протяжении более 10 лет и позволила выполнить более 5000 кв.км МОГТ 3D и 20 000 пог.км МОГТ 2D сейсморазведки в транзитных зонах(рис.1.).

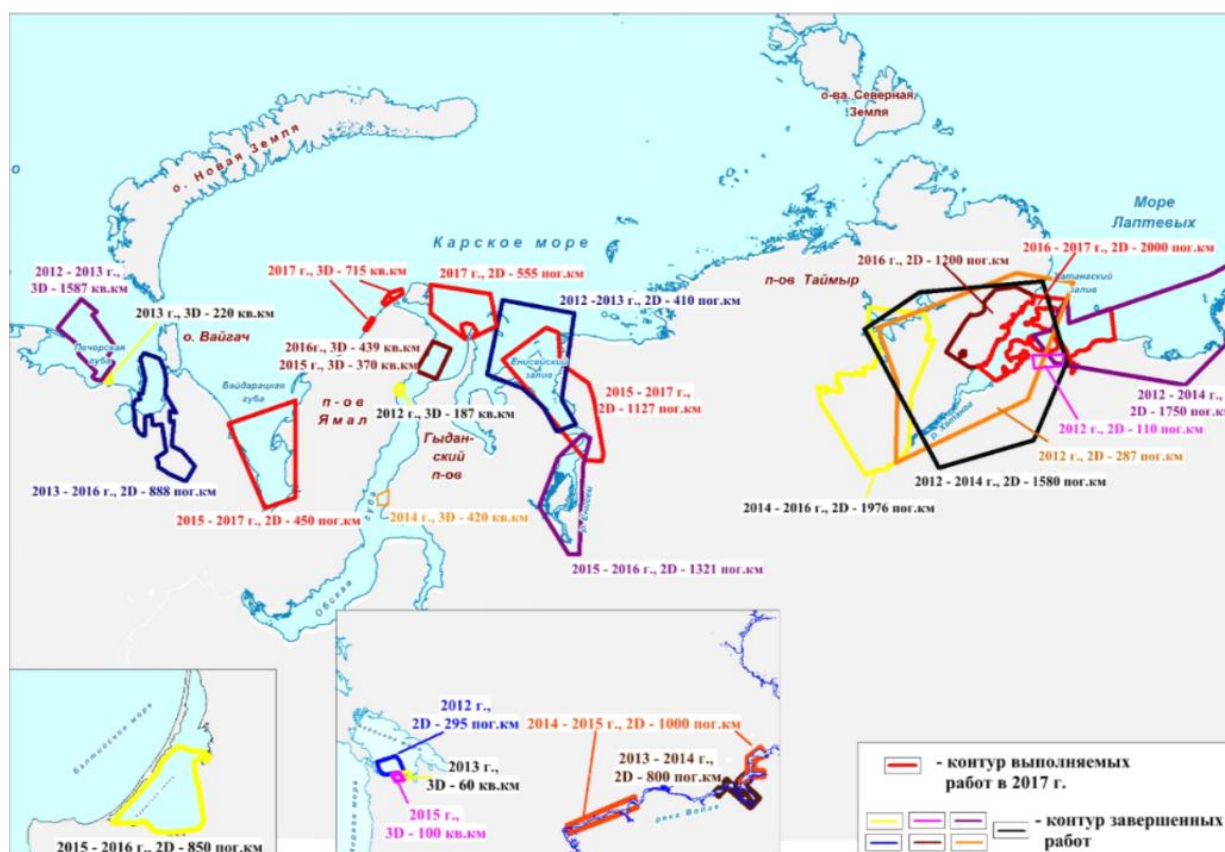


Рис. 1 Районы выполненных сейсморазведочных работ АО «Южморгеология» с 2012-2018 гг.

Отличаются же системы регистрации принципом построения архитектуры сбора данных: в кабельных системах данные в режиме онлайн по кабелю поступают на центральную регистрирующую станцию (рис 2 Б), в бескабельных системах регистрация производится автономными донными модулями, с дальнейшим считыванием данных на борту судна (рис 2 А). Рассмотрим особенности этих систем.

Бескабельные системы в целом делятся на 3 типа: слепые, полуслепые, онлайн системы.

- **Слепые системы.** (GeospaceOBX, Z700, CGGVeritasTrilobit и т.д). Не позволяют получать никакой информации до считывания информации с модулей.
- **Полуслепые системы.** (Сухопутная система Sercel 508 XT). Позволяют получать информацию только об уровне шумов, и других характеристиках датчика
- **Онлайн системы.** (FairfieldBOX) Позволяют получать и визуализировать информацию в режиме реального времени.

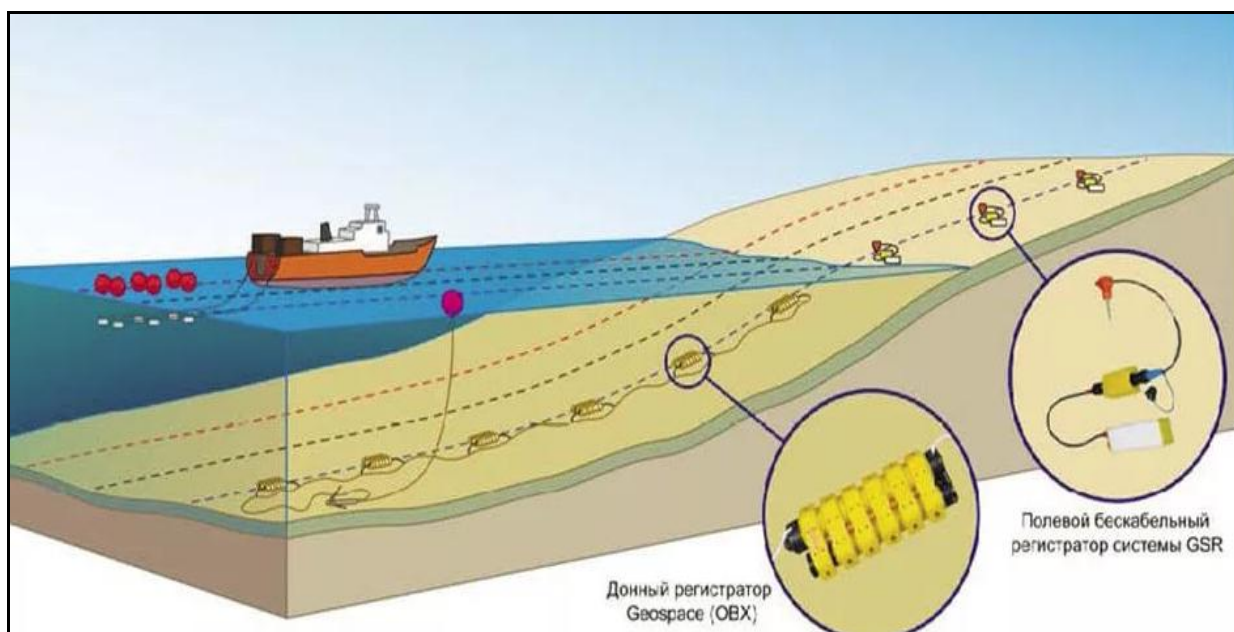


Рис 2. Пример архитектуры бескабельной системы регистрации

Использование бескабельных систем регистрации данных позволяет:

- Проводить сейсморазведочные работы на глубинах моря до 7000 м;
- Не тратить время на наладку системы;
- Проводить запись данных в течении 30-60 дней без подзарядки.

Отличительной особенностью нодальных датчиков является возможность проведения регистрации данных на глубинах от 500 до 7000 м, однако практика проведения сейсморазведочных работ на российском шельфе показывает, что участки с

глубинами более 50 метров обрабатываются судами с буксируемой косой, что значительно быстрее и дешевле.

Целью развития российских систем регистрации данных является обеспечение энергетической независимости России от внешнеполитических факторов. Для этого должна быть обеспечена рентабельность оборудования на геофизическом рынке. Достичь этого можно лишь с помощью оборудования, которое позволяет успешно решать задачи, поставленные перед малоглубинной сейсморазведкой. В связи с общей тенденцией перехода на бескабельные системы регистрации рассмотрим их основные технические характеристики и проведем анализ возможности их использования в качестве регистрирующих систем для работ в транзитных зонах северных морей [2]. На рисунках 3 А, Б, В представлены некоторые типы бескабельных систем регистрации данных.

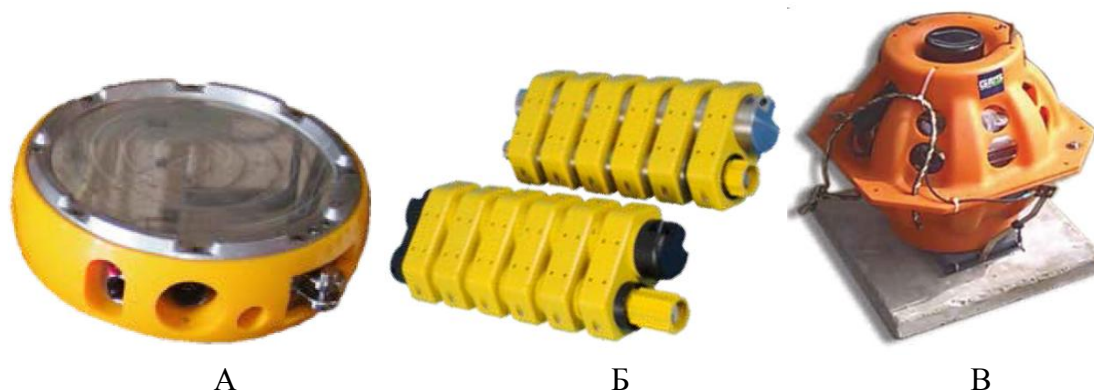


Рис. 3 Бескабельное оборудование:
Fairfield Nodal Z700 (А), Geospace Technologies OBX (Б), ГЕОНОД (В)

Главной отличительной особенностью бескабельных систем регистрации данных является отсутствие соединительной линии передачи данных на сейсмическую станцию. Во время отстрела сейсмические данные не проходят процедуры контроля качества, т.е. отработка производится «вслепую». Полная автономность не достигается (в отличие от сухопутных аналогов), в связи с необходимостью крепления модулей к соединительному кевларовому тросу для проведения спускоподъемных операций.

Хранение зарегистрированных данных производится на встроенной карте памяти каждого отдельно взятого модуля. Питание осуществляется с помощью аккумулятора большой емкости, что позволяет проводить непрерывную запись сейсмических данных в течении 30-60 дней. Точность синхронизации регистрируемых данных обеспечивается высокоточными кварцевыми, а зачастую, атомными часами.

Датчики имеют достаточно широкий диапазон рабочих глубин (в среднем 100 - 3000 м), некоторые модели рассчитаны для заглубления на 7000 м (ГЕОНОД).

Считывание информации с донных модулей производится на базовом судне. Для этого устанавливается цифровой сервер сбора данных, на котором производится финальная компоновка сейсмограмм общего пункта взрыва (ОПВ) с помощью встроенных алгоритмов. Использование слепых систем не позволяет проводить онлайн контроль получаемых данных и приводит к необходимости временных затрат на считывание данных на борту судна. Также для работы с бескабельными системами необходимо иметь в наличии специализированные суда-раскладчики (рис.4), что в нынешних реалиях практически не представляется возможным.



Рис. 4. Специализированное судно-раскладчик для модулей Z700 (слева), Прокаточная лента для подачи модулей Z700 (справа) [3].

Разработка собственного оборудования — это большой шаг вперед, который позволит решить целый ряд остро стоящих перед отраслью проблем.

Однако тут есть свои «подводные камни»:

- 1) Покупка дешевле НИОКР .
- 2) Длительное время разработки. Срок создания опытного образца около 3-х лет. Помимо этого, необходимо время на проведение стрессового тестирования оборудования, которое занимает достаточное количество времени. На этом этапе могут выявиться существенные недостатки, которые приведут к массовому списанию продукции
- 3) Значительные риски по внедрению. За время выполнения НИОКР санкции могут быть сняты, зарубежный производитель может поставить новую сертифицированную модель. При кооперации с иностранными, международными и

транснациональными компаниями, как правило доминируют требования зарубежной компании. [4]

К положительным сторонам можно отнести отсутствие таможенных пошлин, возможность разработки оборудования с учетом пожеланий сервисных компаний, а также проведение оперативного ремонта оборудования и быстрой доставки «без оглядки» на международную ситуацию.

Однако, перед началом НИОКР необходимо решить, какой тип оборудования на данный момент следует производить - кабельное или бескабельное (нодальное).

Выводы:

Отсутствие долгосрочных контрактов, финансирование которых позволяет приобретать достаточное количество каналов (3000-4000 шт) приемной системы (как нодальной так и кабельной) делает практически невозможным применение последней.

Учитывая санкционные ограничения и такой документ, как лицензия конечного пользователя, приобретение нодальной приемной системы под шельфовые проекты также ограничивает применения бескабельной системы на территории РФ.

Учитывая ряд особенностей при проведении сейсморазведочных работ на арктическом шельфе наиболее лучшим вариантом будет развитие собственной системы кабельной телеметрии, которая будет удовлетворять приведенным выше требованиям, однако данное решение может остановить операционную деятельность подрядных компаний по геологоразведке на длительное время.

Литература

1. Гуленко В.И., Шумский Б.В. Технологии морской сейсморазведки на предельном мелководье и в транзитной зоне: Монография / Краснодар: КубГУ, 2007.
2. Liu Lei*, Liang Baojun, Tong Liqing , Ding guandong, Niujinfu, Shi Xu, Zhang Xiaoming, Yu Yaoping Key Technology and Application of OBC Acquisition in Bohai Bay // SEG 2017 Workshop China.
3. Barley Brian, Summers Tim Multi-azimuth and wide-azimuth seismic: Shallow to deep water, exploration to production // The Leading Edge. 2007
4. Костюченко С.Л., Презентация «Основные направления НИОКР АО «Росгеология» в области морского сейсмического оборудования: перспективные проекты и требования к их организации».

Самусев Д.Д., Волошина В.Н., Харченко В.М. (Институт нефти и газа, Северо-Кавказский федеральный университет, daniil.samusev@yandex.ru)

Концепция проекта географо-геоэкологических исследований Крыма, с целью оценки и прогноза экологических условий, рудонефтегазоности и сейсмичности.

Ключевые слова: космические снимки, дешифрирование, линеаменты, структуры центрального типа, рудонефтегазовое и сейсмическое районирование, зоны сжатия и растяжения, узловые точки, Крым, Азовское и Черного морей.

Актуальность проекта заключается в необходимости выявления новых месторождений полезных ископаемых Крыма и прилегающих акваторий морей, экологических условий и сейсмичности территорий, для безопасности Крымского моста и будущего газопровода «Южный поток».

Целью данного проекта является выявление перспективности рудонефтегазоносности и экологической безопасности исследуемого региона.

Для достижения этой цели необходимо решение следующих задач:

1. Представить и освоить теоретическую базу: ротационную концепцию тектогенеза, концепцию природы структур центрального типа (СЦТ), представление о механизме образования структур растяжения.
2. На основании теоритической базы разработать методику и технологию рудонефтегазогеологического и сейсмического районирования.
3. На конкретной территории Крыма и прилегающих акваторий морей выполнить дешифрирование космических снимков регионального и локального планов с последующей интерпретацией СЦТ и линеаментов с выделением геодинамических центров, зон сжатия, растяжения, участков их наложения и узловых точек, мест пересечения дуговых контуров и линеаментов различного ранга или зон субвертикальной деструкции.
4. На основе анализа литературных данных и результатов интерпретации СЦТ, предпринять попытку прогноза землетрясений в пределах региона в целом и в районе Крымского моста в частности.

В результате дешифрирования космических снимков регионального плана (всего исследуемого региона) и отдельных ключевых участков на основе разработанной методики, проведено выделение линеаментов и СЦТ различного размера с последующей интерпретацией (выделение зон сжатий и растяжений), участков их интерференции и узловых точек, т.е. проведено

рудонефтегазогеологическое и сейсмическое районирование данного региона. В качестве ключевого участка с результатами ландшафтно-геоэкологических исследований приводится Бештаугорская площадь КМВ, которая является близким геологическим аналогом Крымского полуострова. В этом плане особый интерес представляют минеральные воды и залежи урановых руд, которые широко распространены на Бештаугорской площади КМВ. Что имеет важное значение в плане экологической безопасности исследуемой территории.

Список литературы:

1. Певнев, А.К. Пути к практическому прогнозу землетрясений [Текст] / А.К. Певнев. – М.: ГЕОС, 2003, - 153с.
2. Петров, А.И. О механизме образования структур центрального типа / А.И. Петров // Советская геология. – М., 1969. - № 9. - С.139-145.
3. Сейсморазведка: справочник геофизика / под редакцией В.П. Номоконова. – М.: Недра, 1990, - кн.1, изд. 2. - 336с.
4. Учебное пособие: «Геологические маршруты и экскурсии по Центральному Кавказу и региону Кавказских Минеральных вод. /В.А. Гридин, Б.Г. Вобликов, И.Г. Сазонов, З.В. Стерленко, В.М. Харченко и др. - Ставрополь: СевКавГТУ, 2012
5. Харченко В.М. Комплексная концепция тектогенеза как теоретическая основа для объяснения геодинамических условий образования структур центрального типа / Геология полярных областей Земли: мат-лы Тектонического совещания –Т.2.-М., 2009г., с.266-269.
6. Харченко, В.М. Методология и технология дешифрирования аэрокосмофотоснимков для выявления залежей нефти и газа на «закрытых» территориях (на примере Нурин-Хагской кольцевой комфотоаномалии в калмыки) [Текст] / В.М. Харченко, П.А. Стасенко // Южно-Российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. - № 4(17). – Астрахань: АГУ, 2006. - С.27-30.

Севастова И. А. (АО «Южморгеология»)

Государственная экологическая экспертиза: наиболее распространенные проблемные моменты и пути их решения.

На сегодняшний день Российское законодательство в части, касающейся регламентирования оформления разрешительной документации на хозяйственную деятельность, проработано в основном для объектов капитального строительства и реконструкции, а также добывающих, перерабатывающих, конструирующих и других промышленных производств. Для геологоразведочных работ, таких как сейсморазведочные, гравиметрические, магнитометрические работы (основные виды работ на стадии регионального геологического изучения и геологического изучения в рамках Государственных контрактов и лицензий на пользование недрами), применяются общие нормы без должной адаптации. При этом очевидны существенные отличия — геологоразведочные работы, проводимые без нарушения целостности недр, локальны и кратковременны, не требуют постоянного использования земельных участков. Отсутствие такой адаптации является общей причиной большого количества неясностей и проблемных вопросов в сфере нормативно-правового регулирования геологоразведочных работ. Несколько из них будет освещено в рамках настоящей статьи. В первую очередь хотелось бы остановиться на нормах законодательства, регламентирующих прохождение Государственной экологической экспертизы. В соответствии со статьей 31 Федерального закона «О континентальном шельфе Российской Федерации» от 30 ноября 1995 г. № 187-ФЗ (ред. от 28.11.2018), пунктом 3 статьи 34 Федерального закона «О внутренних морских водах, территориальном море и прилегающей зоне Российской Федерации» от 31 июля 1998 г. № 155-ФЗ (ред. от 27.12.2018), морские геологоразведочные работы являются объектом Государственной экологической экспертизы наряду со строительством буровых платформ, искусственных островов и других масштабных капитальных сооружений.

При этом проекты геологоразведочных работ на региональном и поисково-оценочном этапах (за исключением бурения структурных скважин, бурения и испытания поисково-оценочных скважин, детализационной скважинной сейсморазведки) включают в себя ограниченный перечень методов работ, технологий, оборудования и, по сути, являются типовыми. Единственным источником негативного воздействия на окружающую среду являются исследовательские суда и работа пневмоисточников при сейсморазведке. Однако масштаб воздействия на окружающую среду исследовательских судов сопоставим с воздействием транспортных и

рыболовных судов, для которых прохождение данной экспертизы не требуется. Планы ликвидации аварийных разливов нефтепродуктов утверждаются и проходят процедуру Государственной экологической экспертизы для каждого судна отдельно. А пневмоисточники воздействуют исключительно на водную биоту. Оценка воздействия на водные биоресурсы выполняется по утвержденной Методике, проверяется и согласовывается в установленном порядке с компетентными государственными органами (Росрыболовство и его территориальные управления). Текущий контроль за соблюдением требований природоохранного законодательства осуществляется органами государственного контроля и надзора непосредственно в регионе работ. Более того, на момент прохождения процедуры оценки воздействия на окружающую среду и Государственной экологической экспертизы (за 6–8 месяцев до начала работ), как правило, не определены конкретные суда (отсутствует экономическая целесообразность заключения договоров на аренду судов столь заблаговременно — к моменту начала работ и у арендодателя, и у арендатора могут появиться более выгодные предложения или измениться обстоятельства). Стоит отметить, что речные и озерные геологоразведочные работы не входят в перечень объектов Государственной экологической экспертизы, хотя не имеют никаких отличий в технологии работ и применяемом оборудовании (см. ст. 11, 12 Федерального закона «Об экологической экспертизе» от 23 ноября 1995 г. № 174-ФЗ (ред. от 01.05.2019)).

Таким образом, имеет место необоснованная избыточная зарегулированность геологоразведочных работ, дублирование функций государственных органов — сначала ущерб водной биоте оценивается органами Росрыболовства, затем органами Росприроднадзора, документы на суда проверяются экспертами Государственной экологической экспертизы, затем контрольными и надзорными органами в морских портах и др. Длительность оформления пакета документов, не обходимых для прохождения Государственной экологической экспертизы, и длительность непосредственно самой процедуры экспертизы (учитывая стандартные сроки ее проведения) суммарно составляет от 6 до 9 месяцев и зачастую вдвое или втрое превышает длительность самих работ.

Возможный путь решения данной проблемы — уточнение признаков морских геологоразведочных работ, по которым они должны быть отнесены к объектам Государственной экологической экспертизы, например: «Объектами государственной экологической экспертизы являются проекты федеральных программ, другие документы и (или) документация, имеющие отношение к региональному

геологическому изучению, геологическому изучению континентального шельфа (в случаях, если в процессе такого изучения предусматривается бурение скважин глубиной свыше 100 м), разведке и добыче минеральных ресурсов континентального шельфа, рыболовству, созданию, эксплуатации, использованию искусственных островов, установок, сооружений, прокладке подводных кабелей, трубопроводов, проведению буровых работ, захоронению отходов и других материалов, а также обосновывающие другие виды планируемой хозяйственной и иной деятельности на континентальном шельфе» (выделено предлагаемое дополнение к действующей редакции статей 31 и 34 вышеуказанных Федеральных законов «О континентальном шельфе Российской Федерации», «О внутренних морских водах, территориальном море и прилегающей зоне Российской Федерации» соответственно).

Следующий проблемный аспект, предлагаемый к рассмотрению, также относится к сфере экологического законодательства. Федеральным законом «Об охране окружающей среды» от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ (ред. от 29.07.2018 г.) в статье 1 определен термин «стационарный источник загрязнения окружающей среды»: *«Стационарный источник загрязнения окружающей среды (далее — стационарный источник) — источник загрязнения окружающей среды, местоположение которого определено с применением единой государственной системы координат или который может быть перемещен посредством передвижного источника загрязнения окружающей среды»*. Передвижной источник загрязнения окружающей среды согласно статье 1 Федерального закона «Об охране окружающей среды» — это «транспортное средство, двигатель которого при его работе является источником загрязнения окружающей среды». Поскольку практически вся техника, используемая для геологоразведочных работ, может быть перемещена посредством транспортных средств (вездеходы, дизель-генераторы, виброисточники, маломерный флот и т.д.), и местоположение всей используемой техники может быть определено с применением единой государственной системы координат, ее можно отнести к стационарным источникам загрязнения окружающей среды. Для стационарных источников выбросов согласно статье 23 указанного Федерального закона должны быть установлены нормативы допустимых выбросов веществ, а также должны быть получены разрешения на выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух. Действующие методики по инвентаризации и нормированию выбросов предусматривают обязательную привязку стационарных источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу к системе координат и предполагают их неподвижность, определенный график работы, а также

Геленджик, 27 -31 мая 2019 г. 100

использование в расчете коэффициентов рельефа конкретной местности, климатических и фоновых характеристик местности. При этом существует ряд источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, которые могут быть перемещены посредством передвижного источника загрязнения окружающей среды, но для которых невозможно своевременное установление нормативов выбросов и получение разрешений. Это касается и генераторов, работающих на дизельном или бензиновом топливе, используемых в ходе сухопутных геологических исследований, временных стоянок геологоразведочной техники, и площадок для временного хранения топлива. Технология геологических работ предполагает временную (от нескольких дней до нескольких месяцев) стоянку полевой партии (включая генераторы, технику, топливо) на каком-либо месте, после чего необходимо их перемещение на значительное (от нескольких километров до нескольких десятков или сотен километров) расстояние — по мере отработки района исследований и продвижения по геологическим профилям. Составить график перемещений заранее не представляется возможным ввиду зависимости скорости отработки геологических профилей от погодных условий, рельефа местности, наличия других хозяйствующих субъектов в районе работ и т.д. Составить перечень площадок размещения полевых баз заранее также невозможно ввиду того, что порядок и очередность отработки профилей зачастую корректируются в рабочем порядке, выбранная заранее площадка может быть затоплена, занята и т.п. Работы сравнительно кратковременны (в среднем длятся от полугода до года), фактически представляют собой разовый проезд техники по профилям, с кратковременными стоянками по маршруту. Таким образом, нормирование выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и своевременное получение разрешений на выбросы для геологических исследований для данных источников невозможно ввиду их частого перемещения (фактической нестационарности) и невозможности прогноза точек их месторасположения. Фактически, учитывая постоянное передвижение геологических баз и геологоразведочной техники по профилям, источники выбросов загрязняющих веществ являются передвижными источниками. Разрешить данную правовую коллизию может уточнение термина «стационарный источник загрязнения окружающей среды». «Стационарный источник загрязнения окружающей среды (далее — стационарный источник) — это источник загрязнения окружающей среды, местоположение которого определено с применением единой государственной системы координат как **постоянное, в течение не менее 7 лет**, или который может быть

перемещен посредством передвижного источника загрязнения окружающей среды не чаще, **чем 1 раз в 7 лет** (выделены предлагаемые дополнения)»).

Следующий проблемный момент относится к сфере земельного законодательства, и решить его сложнее ввиду наличия конфликта интересов широкого круга лиц. Речь идет о проведении сухопутных геологоразведочных работ на земельных участках, находящихся в частной собственности. Геологическое изучение на территории страны относится к сфере государственных интересов и нужд, в связи с чем зачастую в Технические задания Государственных контрактов и условия Лицензий на пользование недрами включаются земельные участки сельскохозяйственного или даже жилого назначения. Однако существующее законодательство не предусматривает возможности для решения вопроса о проведении геологического изучения недр для государственных нужд на земельных участках и водных объектах, находящихся в частном владении. При этом зачастую создаются непреодолимые препятствия для такого изучения даже на фактически неиспользуемых землях, когда собственник категорически возражает против хозяйственной деятельности на своем участке и не идет на переговоры. Статья 25.2 Закона Российской Федерации «О недрах» гласит: *«Прекращение прав граждан и юридических лиц на земельные участки и водные объекты, необходимые для ведения работ, связанных с использованием недрами, осуществляется в соответствии с гражданским, земельным, водным законодательством и настоящим Законом. Допускается осуществлять изъятие для государственных или муниципальных нужд земельных участков, в том числе лесных участков, если такие земельные участки необходимы для ведения работ, связанных с использованием недрами»*. Фактически, изъятие земельных участков, как правило, не требуется ввиду кратковременности и локальности геологоразведочных работ, их некапитального характера. При согласии собственника заключаются договоры аренды земельных участков, определяется размер компенсации ущерба и упущенной выгоды (при их наличии) либо просто плата за пользование земельным участком. При этом, как было сказано выше, в случае несогласия собственника условия Лицензии на пользование недрами или Технического задания Государственного контракта в части объемов геологического изучения не могут быть выполнены. Для более ясного определения фактического механизма проведения геологического изучения на земельных участках, находящихся в частной собственности, представляется целесообразным дополнение данной статьи приблизительно следующими пояснениями: *«Использование земельных участков, принадлежащих гражданам и*

юридическим лицам в целях геологического изучения недр по Государственным контрактам осуществляется без прекращения прав граждан и юридических лиц на земельные участки, без предоставления земельных участков и установления сервитутов. Хозяйствующие субъекты, осуществляющие геологическое изучение недр по Государственным контрактам, возмещают ущерб собственникам земельных участков, нанесенный данными работами, в порядке, установленном законодательством». Однако, ввиду того что приведенные нормы затрагивают интересы весьма широкого круга лиц, необходима тщательная и масштабная проработка всех правовых аспектов проблемы и путей ее решения на государственном уровне, с учетом мнения граждан.

Здесь было бы справедливо сказать также и о положительных тенденциях развития земельного законодательства в части, касающейся проведения геологоразведочных работ. Так, до 1 марта 2015 г. отсутствовал механизм получения разрешений на проведение геологоразведочных работ на землях государственной или муниципальной собственности. Для разового проезда геологоразведочной техники по даже не используемым землям требовалось проведение широкого спектра работ по оформлению договоров аренды земельных участков на общих основаниях. Учитывая значительную протяженность геологических профилей, требовалось оформление кадастровых документов и договоров аренды для земельных участков различного назначения, выделение частей земельных участков и проведение других работ, требующих значительного временного и финансового ресурса. И если для работ, проводимых коммерческими компаниями в рамках Лицензий на пользование недрами, заключение таких договоров было отчасти оправдано с точки зрения доходов государственного и муниципального бюджета, то для геологоразведочных работ, проводимых в рамках Государственных контрактов, заключение данных договоров аренды фактически представляло собой перекладывание государственных средств из одного государственного кармана в другой. Финансовые затраты на аренду земельных участков не предусматривались отраслевыми нормативными методическими документами (Сборник сметных норм на геологоразведочные работы (Выпуск 3 «Геофизические работы» часть 1 «Сейсморазведка» п. 39). Кроме того, ввиду значительных площадей, на которых проводится геологическое изучение (площадь лицензионных участков в целом — до 1 млн га и более), стоимость аренды могла быть сопоставима со стоимостью работ. При этом Земельный кодекс Российской Федерации от 25 октября 2001 г. № 136-ФЗ до 1 марта 2015 г., когда вступили в силу изменения, [Геленджик, 27 -31 мая 2019 г.](#)

внесенные в него Федеральным законом «О внесении изменений в Земельный кодекс Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23 июня 2014 г. № 171-ФЗ, предусматривал (пп. 5 п. 1 ст. 24 Земельного кодекса в редакции, действующей до 1 марта 2015 г.), что при строительстве на участках, находящихся в государственной или муниципальной собственности объектов недвижимости за счет государственных средств, в рамках государственных контрактов, земельный участок предоставляется в безвозмездное срочное пользование. Здесь опять имело место фокусирование нормативных актов на объектах капитального строительства. Ведь региональное геологическое изучение также осуществлялось полностью за счет государственных средств, в рамках государственных контрактов, на землях, находящихся в государственной или муниципальной собственности. Однако поскольку геологоразведочные работы не относятся к объектам капитального строительства, реконструкции (их проведение не предусматривает необходимости создания строений, сооружений или изменения их частей), указанная норма Земельного кодекса о возможности предоставления в безвозмездное срочное пользование к ним не могла быть применена. Вышеуказанным Федеральным законом от 23 июня 2014 г. № 171-ФЗ эта проблема устранена — в настоящее время геологоразведочные работы проводятся на землях государственной или муниципальной собственности на основании разрешений, выдаваемых органами государственной власти или местного самоуправления, что существенно упростило и ускорило процедуру подготовки сухопутных геологоразведочных работ. Разрешение выдается в течение 30 дней на основании заявления в соответствии со статьей 39.34 Земельного кодекса Российской Федерации в порядке, установленном Постановлением Правительства Российской Федерации «Об утверждении Правил выдачи разрешения на использование земель или земельного участка, находящихся в государственной или муниципальной собственности» от 27 июня 2014 г. № 1244.

Помимо действительно проблемных моментов, приводящих к значительным препятствиям в процессах планирования и осуществления геологоразведочных работ, существуют и положения, не приводящие к сложным проблемам, но имеющие потенциал для совершенствования с точки зрения рациональности. Так, согласно абзацу 3 пункта 1 Постановления Верховного Совета Российской Федерации «О порядке введения в действие Положения о порядке лицензирования пользования недрами» от 15 июля 1992 г. № 3314-1 (ред. от 05.04.2016), *«получение лицензии не требуется на право ведения: региональных геолого-геофизических работ,*

геологической съемки, инженерно-геологических изысканий, научно-исследовательских, палеонтологических и других работ, направленных на общее изучение недр, геологических работ по прогнозированию землетрясений и исследованию вулканической деятельности, контролю за режимом подземных вод, а также иных работ, проводимых без существенного нарушения целостности недр. Разрешение на проведение указанных работ выдает Геолком России или его территориальное подразделение, а условия их проведения согласовываются исполнителями этих работ с органами местного самоуправления». При этом в лицензиях на пользование недрами для морского геологического изучения по Государственным контрактам основным приложением является сам Государственный контракт. Техническое задание Государственного контракта дублирует лицензию и условия на пользование недрами. основополагающим документом для ведения геологического изучения по Государственным контрактам является Государственный контракт. Оформление лицензии, таким образом, является дорогостоящей формальностью, для выполнения которой задействованы значительные трудовые и временные ресурсы.

Данную небольшую проблему возможно решить, расширив перечень видов пользования недрами, не требующих оформления лицензии, изложив абзац 3 пункта 1 Постановления Верховного Совета Российской Федерации «О порядке введения в действие Положения о порядке лицензирования пользования недрами» от 15 июля 1992 г. № 3314-1 (ред. от 05.04.2016) в следующей редакции: **«Получение лицензии не требуется на право ведения: региональных геолого-геофизических работ, геологической съемки, инженерно-геологических изысканий, научно-исследовательских, палеонтологических и других работ, направленных на общее изучение недр, геологического изучения на континентальном шельфе, во внутренних морских водах и территориальном море Российской Федерации и в исключительной экономической зоне Российской Федерации по Государственным контрактам, геологических работ по прогнозированию землетрясений и исследованию вулканической деятельности, контролю за режимом подземных вод, а также иных работ, проводимых без существенного нарушения целостности недр. Разрешение на проведение указанных работ выдает Геолком России или его территориальное подразделение, а условия их проведения согласовываются исполнителями этих работ с органами местного самоуправления»** (выделено предлагаемое дополнение). По всем перечисленным проблемным моментам (в том числе и по определенному на сегодняшний день порядку проведения геологического изучения на землях **Геленджик, 27 -31 мая 2019 г.**

государственной или муниципальной собственности) АО «Южморгеология» направлялись запросы и предложения по совершенствованию законодательства в компетентные государственные органы. При этом неоднократно запросы о предоставлении предложений по совершенствованию законодательства в той или иной сфере права поступали и от самих государственных органов.

Это, а также приведенные примеры положительных трансформаций законодательства, дает основания полагать, что как у хозяйствующих субъектов, так и у органов государственной власти в основном присутствует понимание необходимости развития и совершенствования нормативных правовых актов, регламентирующих согласование и производство геологоразведочных работ, что, в свою очередь, может служить основанием для положительных прогнозов в данной области при объединении усилий.

Библиография

1. Закон Российской Федерации от 21 февраля 1992 г. № 2395-1 «О недрах».
2. Земельный кодекс Российской Федерации от 25 октября 2001 г. № 136-ФЗ.
3. Федеральный закон от 23 июня 2014 г. № 171-ФЗ «О внесении изменений в Земельный кодекс Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской Федерации».
4. Федеральный закон от 23 ноября 1995 г. № 174-ФЗ «Об экологической экспертизе».
5. Федеральный закон от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды».
6. Федеральный закон от 30 ноября 1995 г. № 187-ФЗ «О континентальном шельфе Российской Федерации».
7. Федеральный закон от 31 июля 1998 г. № 155-ФЗ «О внутренних морских водах, территориальном море и прилегающей зоне Российской Федерации».
8. Приказ Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 7 февраля 2001 г. № 126 «Об утверждении временных положений и классификаций» (вместе с «Временным положением об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ»).
9. Постановление Правительства РФ от 27.11.2014 N 1244 «Об утверждении Правил выдачи разрешения на использование земель или земельного участка, находящихся в государственной или муниципальной собственности».
10. Постановление Верховного Совета Российской Федерации от 15 июля 1992 г. № 3314-1 «О порядке введения в действие Положения о порядке лицензирования пользования недрами».

Семендуев М.М., Шкирман Н.П. (ОАО «Краснодарнефтегеофизика»)

Обоснование новых направлений поисков и разведки нефти и газа в пределах южных регионов России.

Теоретической основой предлагаемых исследований являются новейшие научные достижения в области планетарной геологии, геодинамики, геотектоники, геофизики, нефтегазовой геологии, учении о генезисе нефти и газа. Здесь следует упомянуть также ротационную геодинамику, тектонику литосферных плит в региональном варианте, учение о глубинных разломах и их связи с месторождениями УВ, микстгенетическую концепцию нефтегазообразования (по В.П. Гаврилову), новые представления о роли фундамента молодых и древних платформ в размещении месторождений нефти и газа, данные о связи месторождений нефти и газа с гравитационными и магнитными аномалиями.

Направление 1. Изучение тектоники и нефтегазоносности фундамента молодой и древней платформ. В последние 10-15 лет в нефтегеологической литературе резко возросло число работ, посвященных различным аспектам нефтегазоносности фундамента молодых и древних платформ, а также перспективам поисков УВ в магматических и метаморфических породах.

Это явление связано, по-видимому, с постепенным истощением ресурсов нефти и газа в осадочных отложениях, а также с увеличивающимися с каждым годом открытиями месторождений нефти и газа в фундаменте на всех континентах земного шара и в прилегающих акваториях. Анализ данных по размещению УВ в породах фундамента, имеющих во многих литературных источниках, показывает, что залежи УВ широко распространены в породах кристаллического фундамента (преимущественно в гранитах). Все это позволяет рассматривать породы фундамента как перспективный объект на нефть и газ на позднем этапе развития поисковых исследований в старых добывающих районах.

Направление 2. Изучение зон сочленения (зон столкновения) молодой и древней платформ, молодой платформы с Северо-Западным и Центральным Кавказом, Кавказа с Черноморской впадиной с целью выделения нефтегазоперспективных объектов. Согласно В.П. Гаврилову, подавляющее большинство месторождений нефти и газа приурочено к зонам контакта литосферных плит рифтогенного или субдукционного типа. При этом примерно 2/3 месторождений УВ могло возникнуть за счет миграции их из зон поддвига литосферных плит.

На территории Краснодарского края располагаются четыре крупные геотектонические области: Восточно-Европейская древняя платформа, Скифская молодая платформа, Альпийская геосинклинальная складчатая область (Кавказ) и субокеаническая область Черного моря. Таким образом, здесь можно выделить три зоны столкновения первого порядка. При этом земная кора древней платформы пододвигается под земную кору Скифской плиты. Скифская плита пододвигается под Большой Кавказ с образованием месторождений УВ Ахтырской шовной зоны. Черноморская впадина (Туапсинский прогиб) поддвигается под Северо-Западный Кавказ с образованием залежей газа в меловых отложениях южного склона. Кроме зон столкновения первого порядка, намечаются зоны столкновения второго и третьего порядков.

Принимая во внимание приуроченность месторождений нефти и газа и зонам столкновения как планетарную закономерность, считаем необходимым направить поиски УВ в Краснодарском крае на детальное изучение зон столкновения тектонических структур.

Направление 3. Изучение нефтегазоперспективных объектов, связанных с нетрадиционными коллекторами. Природные резервуары нефти и газа с нетрадиционными глинистыми, карбонатными, осадочно-вулканогенными и кристаллическими породами-коллекторами известны во многих нефтегазоносных бассейнах мира.

Особое внимание привлекают резервуары с кремнисто-глинистыми коллекторами в Западной Сибири, Предкавказье, на Сахалине и в других районах.

Для выявления коллекторов в глинах в условиях Западного Предкавказья можно использовать данные гравиразведки. На первом этапе выделяются локальные минимумы тяжести. Затем они сопоставляются с сейсморазведочными данными с целью определения аномалий типа «коллектор» (АТК), т.е. аномалий силы тяжести не связанных с рельефом отражающих горизонтов. Предполагается, что гравиметрические АТК приурочены к участкам с повышенными коллекторскими свойствами. Особый интерес для поисков коллекторов в глинах майкопской толщи, по нашему мнению, представляет лиманно-плавневая зона Восточного Приазовья, где в последнее время выявлено более десяти месторождений нефти и газа в чокракских отложениях. Здесь майкопские отложения залегают на глубинах 4,0-4,5 км, которые являются оптимальными для формирования коллекторских свойств в глинах.

О перспективах нефтегазоносности фундамента Скифской плиты в Западном Предкавказье высказывался еще в 1973 году В.Н. Любофеев. На конференции «Нефть и газ Юга России (Геленджик-2007)» привлек внимание доклад В.В. Доценко и З.Х. Моллаева: «Гранитоидные массивы фундамента Скифской плиты – новые перспективные объекты на нефть и газ». Утверждается, что залежи в породах фундамента тяготеют к зонам влияния разломов и, особенно, к узлам их пересечения.

Условия формирования коллекторов в гранитоидных массивах подробно изложены в докладе В.И. Попкова с соавторами (2004). Выявление в фундаменте зон с повышенной пустотностью (коллекторы) может быть проведено по данным гравиразведки и сейсморазведки.

Направление 4. Изучение тектоники и нефтегазоносности Азово-Черноморского шельфа и прилегающих районов Керченского и Таманского полуостровов. Начиная с пятидесятих годов прошлого века, идут дискуссии о местоположении, границах и тектонической природе Керченско-Таманской суши и прилегающего с юга шельфа, получивших название Керченско-Таманского прогиба.

С нашей точки зрения, процесс структурообразования в Керченско-Таманском прогибе сопровождается наложением двух процессов: горизонтального сжатия земной коры в орогенной области и диапирогенеза за счет инверсии плотностей верхнего майкопа. Нами предложена методика сейсмо-гравиметрического анализа данных с целью выделения участков с повышенными коллекторскими свойствами. При этом выделяют локальные минимумы силы тяжести, не связанные с рельефом отражающих сейсмических горизонтов, так называемые аномалии типа «коллектор» (АТК). Предполагается, что гравиметрические АТК могут быть приурочены к локальным участкам разреза с повышенными коллекторскими свойствами.

Направление 5. Изучение тектоники и нефтегазоносности поддиапировых отложений Таманского полуострова. Почти все антиклинальные складки Таманского полуострова сопровождаются локальными минимумами силы тяжести. Основным фактором образования гравитационных минимумов служит разуплотнение отложений верхнего майкопа, представленных пластичными сланцеватыми глинами. Причины разуплотнения глин различны. В региональном плане это может быть результатом внедрения флюидов по глубинным разломам в условиях относительного растяжения земной коры. Поступая по отдельным каналам под давлением в глинистую толщу майкопа, термальные воды и пары создают очаги объемного расширения пород с образованиями зон разуплотнения. Данные гравиразведки позволяют по обратному

соотношению рельефа сейсмических горизонтов и знака локальных аномалий силы тяжести распознавать участки развития диапирогенеза.

На Таманском полуострове установлено большое количество месторождений с запасами преимущественно в надмайкопской толще. В основном, это мелкие по запасам залежи. Вероятнее всего они являются следами миграции УВ, которые указывают на наличие на глубине основных резервуаров, содержащих, предположительно, значительные запасы нефти и газа. К сожалению, пока поддиапировая часть осадочной толщи (мел, палеоген) изучена сейсморазведкой недостаточно.

Высокая перспективность недр Таманского полуострова на нефть и газ подкрепляется геологической аналогией Тамани с Апшеронским полуостровом, богатым углеводородными ресурсами. На Тамани расположено более десятка грязевых вулканов, которые периодически выбрасывают огромные количества газа во время извержений. Учитывая постепенное накопление в разрезе газов, выводные каналы грязевых вулканов можно связать с газовыми скоплениями глубокозалегающих отложений.

Направление 6. Изучение тектоники и нефтегазоносности Северо-Западного, Центрального и Восточного Кавказа. В настоящее время вероятность обнаружения крупных скоплений УВ в равнинных районах края и в верхней части геологического разреза довольно проблематична. В связи с этим привлекает внимание изучение складчато-надвиговых зон южного обрамления Скифской плиты, т.е. Северо-Западного и Центрального Кавказа. В последнее время зоны надвигов в горно-складчатых областях становятся важным объектом работ на нефть и газ (Тектоника и нефтегазоносность поднадвиговых зон, 1990).

Наиболее перспективными для поисков УВ являются внешние зоны горно-складчатых областей. При этом к перспективным площадям можно отнести как внешние окраины орогенов, деформированных с образованием складок и надвигов, так и поднадвиговые части осадочных бассейнов.

Высокая перспективность надвиговых зон подтверждена открытием в их пределах многих нефтяных и газовых месторождений в Канаде, США, Мексике, Венесуэле и других регионах. Надвиговые зоны характеризуются благоприятным сочетанием основных факторов, контролирующих нефтегазообразование и нефтегазонакопление, и большим разнообразием ловушек как в аллохтоне, так и в автохтоне.

Семендуев М.М., Шкирман Н.П. (ОАО «Краснодарнефтегеофизика»)

Возможности совершенствования технологий поисков и разведки нефти и газа регионов России на основе комплексирования геофизических методов

Методологической основой предлагаемых работ служат: системный подход в геологии и геофизике; дедуктивный подход при составлении геолого - геофизических моделей (принцип от общего к частному), комплексный подход при интерпретации геолого-геофизических данных; эмпирико - генетический подход при изучении разломов и линеаментов земной коры.

Комплексность исследований обеспечивается сбором и предварительным анализом широкого спектра геофизических материалов регионального уровня: сейсморазведки, гравиразведки, магниторазведки в масштабах от 1:50 000 до 1:200 000, а также имеющихся данных о глубине залегания и петрографическом составе пород, данных о нефтегазоносности и расположении месторождений нефти и газа Краснодарского края и прилегающих районов.

Направление 1. Возможности оптимизации буровых работ при разработке и эксплуатации месторождений нефти и газа на основе сейсмо - гравиметрического анализа и новой технологии обработки «3D - гравиметрия».

Данные сейсморазведки и гравиразведки можно использовать не только при поисках и разведке нефти и газа, но также при разработке и эксплуатации месторождений УВ. В этом случае ключевую роль играет информация о коллекторских свойствах геологической среды, как в плане, так и по разрезу. Такая информация может быть получена путем пространственного моделирования гравитационного поля (Аведисян, 2004; Семендуев, Аведисян, 2009; Семендуев, 2011).

Трехмерное гравитационное моделирование включает в себя получение вертикальных разрезов по интерпретационным профилям и горизонтальных срезов гравитационного поля на различных гипсометрических уровнях. Это можно рассматривать как новый способ визуализации геологического разреза (наряду с профилями ОГТ) для получения дополнительной информации о коллекторских свойствах геологической среды.

Анализ плотностных неоднородностей, отражающих локальное разуплотнение в геологическом разрезе, связанное с увеличением коллекторских свойств геологической среды, позволит располагать буровые скважины не стандартно, по квадратной сетке, а в точках с наибольшей нефтегазоотдачей. Анализ строения резервуаров, изучение

коллекторских свойств пластов позволит выделить наиболее благоприятные участки под эксплуатационное бурение.

Направление 2. Изучение взаимосвязи гравитационных и магнитных аномалий и нефтегазоносности геологического разреза.

Магнитные аномалии над месторождениями нефти и газа зависят от наличия в породах магнитных минералов (в основном, магнетит и самородное железо). Магнитные аномалии от залежей обусловлены различными значениями магнитной восприимчивости углеводородов и законтурных вод, а также пород-коллекторов в области залежи и вне ее.

Основной причиной уменьшения магнитной восприимчивости является переход железистых соединений в зоне восстановления в более растворимые двухвалентные формы, что способствует их выносу к краям зоны или за ее пределы. По этой причине зона восстановления вызывает появление отрицательных магнитных аномалий интенсивностью до нескольких десятков нТл.

В зоне окисления железистые соединения находятся в трехвалентном состоянии, что приводит к снижению их миграционных свойств. Поэтому значение магнитной восприимчивости в этой зоне выше, чем в зоне восстановления. В литературе описаны многочисленные примеры применения высокоточной магниторазведки при поисках нефти и газа.

Район Южно-Каспийской впадины характеризуется широким развитием грязевого вулканизма, приуроченного преимущественно к зонам продольных разрывных нарушений. В этих зонах происходит дробление пород, ферромагнитные минералы частично разрушаются. Поэтому грязевые вулканы выделяются изометричными отрицательными аномалиями, вытянувшимися вдоль линий нарушений, интенсивностью 10-20 нТл.

Магнитные аномалии в благоприятных случаях можно использовать при поисках рифовых тел. Рифогенные образования с высоким коэффициентом карбонатности практически немагнитны, тогда как породы терригенного комплекса, составляющие межрифовый рельеф, отличаются повышенной магнитной восприимчивостью. Поэтому над рифами наблюдаются локальные минимумы магнитного поля (Камско-Кинельская система прогибов).

В Западно-Сибирском регионе, установлена корреляционная связь между нефтеспективными структурами и магнитными аномалиями (минимумы в 20-100

нТл), обусловленными приподнятыми блоками, сложенными слабомагнитными гранитоидами.

Наглядным примером отображения в магнитном поле нефтегазовых месторождений является Надым-Пурская нефтегазоносная область. Здесь в магнитном поле четко отображаются газовые гиганты северной части Западно-Сибирской плиты: Уренгойское, Ямбургское и Медвежье магнитными минимумами.

Еще один пример хорошей корреляции гравитационной и магнитной аномалий (отрицательные поля) наблюдается в пределах Северо-Варьеганского месторождения (рис.1).

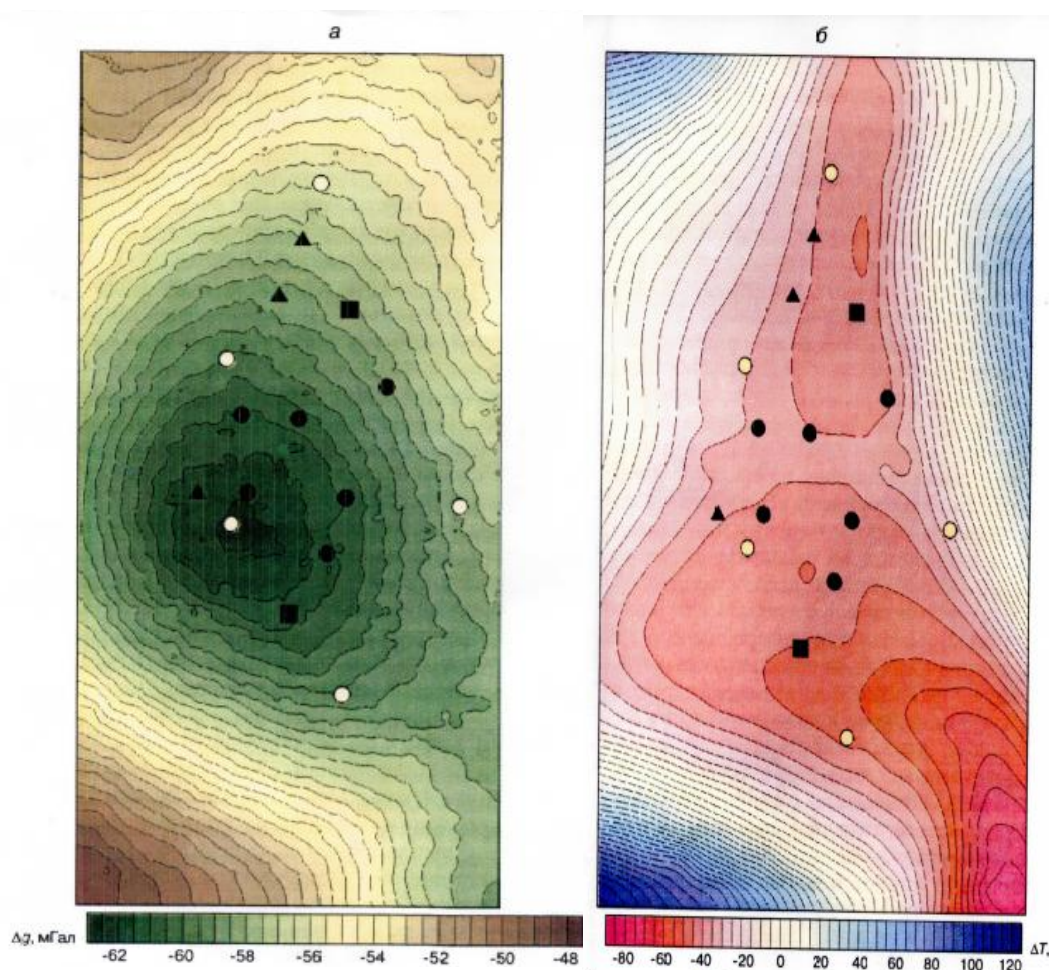


Рис. 1. Гравитационное (а) и магнитное (б) поля, зарегистрированные в пределах Северо-Варьеганского месторождения (Западная Сибирь).

Направление 3. Изучение взаимосвязи закономерностей нефтегазоаккумуляции с разломной тектоникой земной коры.

Важной задачей планируемых работ является генетический анализ разломной тектоники фундамента. Распространенный на практике метод выделения разломов

только на основе первичных геолого-геофизических данных не позволяет составить упорядоченные непротиворечивые представления при сопоставлении схем разных авторов. Нами предложен эмпирико-генетический подход к анализу разломной тектонике.

Общая картина разломов земной коры представляет совокупность планетарных систем ротационно-обусловленных линияментов (планетарная трещиноватость) и региональной сети тектонических нарушений, которая распознается при анализе материалов сейсморазведки и грави-магниторазведки. Это позволит провести пространственное прослеживание разломов, что поможет выяснить их влияние на миграцию УВ и формирование месторождений нефти и газа.

Разломы способны оказывать существенное влияние на процессы нефтеобразования и миграцию углеводородов, являясь либо проводниками флюидов, либо экранами, способствующими формированию тектонически экранированных ловушек.

Направление 4. Изучение взаимосвязи характера нефтегазонакопления с геодинамическими особенностями геологического разреза.

В последнее время в литературе повышенное внимание уделяется геодинамическим критериям поисков залежей УВ.

На примере Салымского месторождения Западной Сибири (Петров, Шеин, 1999) показано большое влияние геодинамического фактора на нефтеотдачу.

При этом показано, что 85% высокодебитных скважин приурочено к зонам относительного растяжения земной коры, а к участкам аномального сжатия земной коры приурочены, как правило, «сухие» скважины или скважины с непромышленными притоками.

Геодинамический подход тесно связан с анализом гравитационного поля (Семендуев, 2004).

Установлено, что жидкие и газообразные флюиды мигрируют из зон сжатия в зоны относительного растяжения (Ластовецкий, 2001).

Выявив с помощью гравиметрических данных зоны сжатия и растяжения, можно получить дополнительные сведения о распределении фильтрационно-емкостных свойств целевых горизонтов и местоположении зон наиболее перспективных с точки зрения нефтедобычи на изучаемых площадях.

Сенин Б.В., Леончик М.И (АО «Союзморгео», micaleon@soyuzmorgeo.ru)

О перспективах поиска нефти на Приновоземельском Форланде (Баренцево море)

Приновоземельский форланд географически представляет собой шельфово-береговую полосу шириной от 40 до 120-125 км, занимающую западную, равнинно-террасированную часть побережья Северного и Южного о-вов Новой Земли с высотами от 0 до 500 м, и прилегающую шельфовую зону с глубинами моря от 0 до 150 м. Рельеф дна в этой зоне топографически неоднороден: на Междушарско-Гусиноземельском участке шельфа он осложнён банками глубиной 20-70 м или менее; на участке между полуостровами Гусиная Земля и Адмиралтейства в рельефе дна развиты широкие ступени глубиной 50-100 м. Побережье сильно изрезано заливами и уходящими далеко вглубь островов губами флювиально-ледникового происхождения; местами встречаются участки шхерного рельефа.

В геологическом отношении форланд рассматривается как зона дислокаций осадочного чехла восточного борта Приновоземельского прогиба (частью которого является известный в Приновоземелье прогиб Седова); дислокации чехла наведены многофазными (каледонскими, герцинскими, киммерийскими, новейшими) складчато-орогенными и талассогенно-рифтогенными движениями разной интенсивности в геодинамической системе «Новая Земля - Южно-Карская впадина».

В разрезе форланда эти движения выразились в развитии отдельных протяженных складок и складчатых зон платформенного характера, охватывающих разные части разреза – от среднего палеозоя до нижнего-среднего мезозоя и перекрытых в акватории полого (или субгоризонтально) залегающим и часто размытым юрско-меловым чехлом. Высокая перспективность на нефть Приновоземельского форланда определяется двумя важными обстоятельствами.

Первое заключается в том, что в аналогичных, в структурно-геодинамическом и генетическом отношении, условиях складчатых бортов (форландов) многих предгорных прогибов открыты крупные зоны нефтенакпления или промышленно значимые месторождения нефти. В числе наиболее известных среди них могут быть названы нефтеносные районы и зоны в следующих нефтегазоносных провинциях и бассейнах:

- Персидского залива (Месопотамский, или Предзагросский прогиб, нефтегазоносные районы Сирии, Ирака и Ирана);

- Предкарпато-Балканской (Предкарпатский прогиб, нефтегазоносные районы Румынии, Украины, Польши);

- Причерноморско-Северо-Кавказско-Мангышлакской (сегменты Предкавказского прогиба - южные складчатые борта отдельных бассейнов: Индоло-Кубанского, Восточно-Кубанского, Терско-Каспийского, нефтегазоносные районы Краснодарского и Ставропольского краёв, Ингушетии, Чечни и Дагестана);

- Волго-Уральской (месторождения восточного борта Предуральяского прогиба;

- Верхнеамазонского бассейна Южной Америки (Предандский/Предандийский прогиб, 50 месторождений, в том числе крупных; нефтегазоносные районы Колумбии, Перу, Эквадора);

- Преаппалачского бассейна Северной Америки (Преаппалачский краевой прогиб, около 2000 месторождений, нефтегазоносные районы США и Канады).

Кроме признаков генетического и геолого-структурного подобия, общим геологическим свойством этих областей, которое присуще и Приновоземельскому форланду, является то, что верхняя часть их разреза, как правило, перекрывающая область генерации УВ, образована молассовыми комплексами, возраст которых соответствует главной орогенной фазе региона, а также – спорадически развитой покровной толщей.

Вторым важным свидетельством нефтеперспективности Приновоземельского форланда является наличие более 20 нефте- и битумопроявлений, большая часть которых приурочена к западному побережью архипелага. Они связаны с отложениями верхнего силура, всех отделов девона и нижнего карбона. Очевидно, что к западу от области распространения этих проявлений УВ-генерирующие палеозойские породы располагаются ниже перекрывающих их терригенных пермских толщ (в том числе и молассовых).

Последние, так же, как подстилающие их девон-каменноугольные и перекрывающие триасовые, могут содержать хорошие коллекторские горизонты (карбонатные и песчано-алевритовые). Данные геологических съёмок (листы новой серии Государственной геологической карты масштаба 1:1000000 и сводная геологическая карта масштаба 1:2500000) свидетельствуют о достаточно широком развитии в границах форланда антиклинальных структур – потенциальных ловушек УВ. Некоторые из них, не отмеченные на геологических картах, читаются и в рельефе дна в прибрежных зонах Приновоземельской акватории Баренцева моря.

Приведённые выше соображения в достаточной мере свидетельствуют о высокой перспективности Приновоземельского форланда на нефть, о большой вероятности открытия здесь, в прибрежных водах и, возможно, на островах и побережьях

разномасштабных (в том числе транзитных и крупных) скопления сырьё и, в связи с этим, о необходимости постановки здесь нефтегазопроисковых геофизических работ регионального этапа для оценки возможности развития последующего **эффективного** лицензионного недропользования.

Необходимые и уникальные условия и возможности для развёртывания регионального этапа геологоразведочных работ в области Приновоземельского форланда сегодня предоставляет природа.

Речь идёт «факторе глобального потепления», который определяет положительные моменты, важные для развития морских геофизических и, в целом, геологоразведочных работ в Арктике. В интервале 2015-2017 гг. в арктических морях России имеются ежегодные сезоны, продолжительностью 2-2,5 месяца (примерно с конца июля до конца первой декады октября) практически полного освобождения ото льда российских акваторий (рис.1).

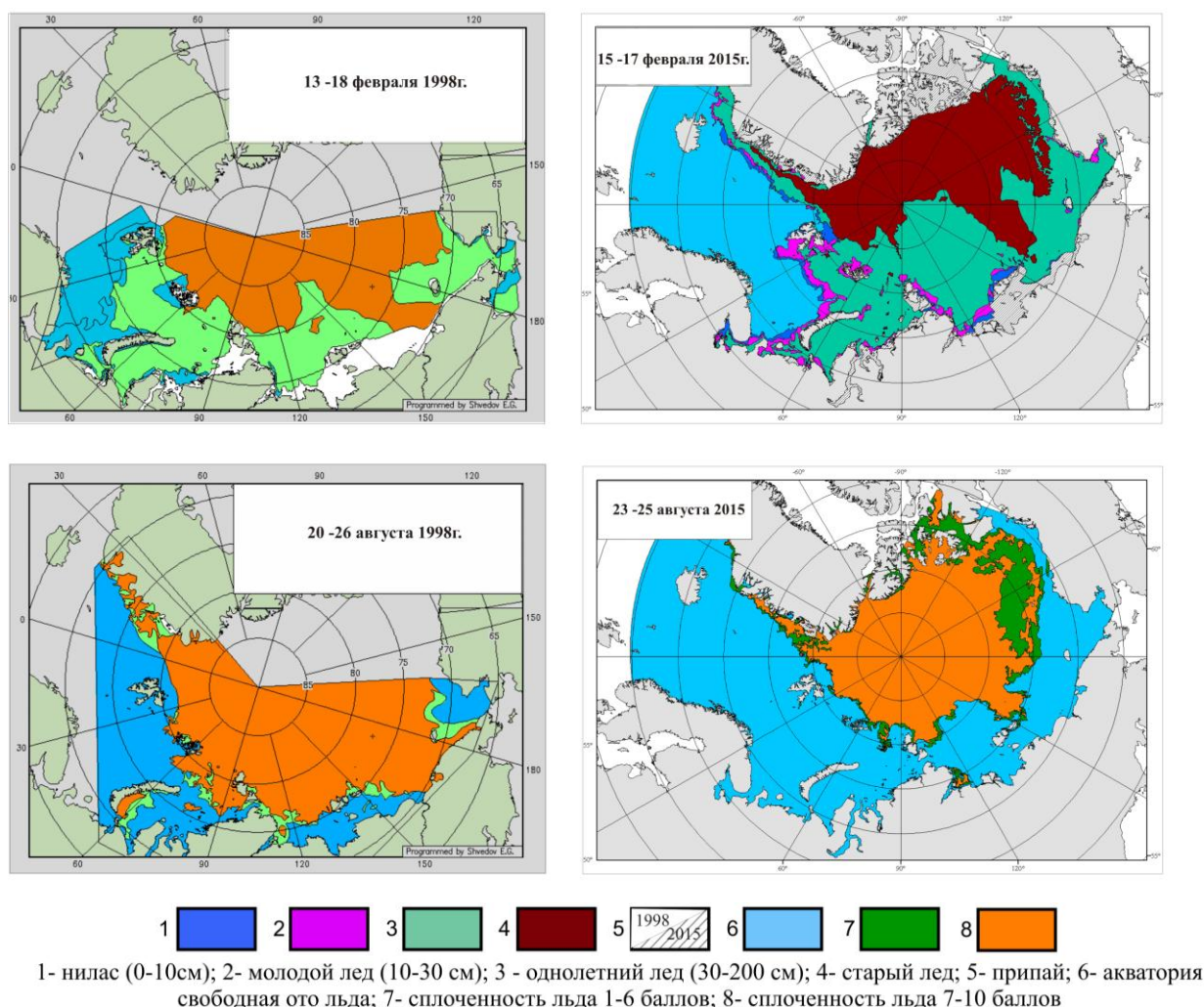


Рис.1 Изменение ледникового режима Северного Ледовитого океана в период 1998-2015 гг.

Это явление создаёт уникальную ситуацию, открывая доступ в заливы, проливы и в районы мелководий архипелагов, ранее почти круглогодично занятые льдами, для выполнения комплекса морских геофизических исследований в высокоперспективной на нефть зоне Западного Приноземья (Приноземельский форланд).

С открытием значимых скоплений нефти, Приноземельский форланд может стать одним из важных плацдармов освоения минерально-сырьевых ресурсов Западной Арктики в целом, а в части Новой Земли – новым важным стимулом разведки и освоения рудных месторождений архипелага – свинцово-цинковых, серебряно-полиметаллических, хрусталеносных, марганцевоносных, медных. Таким образом развитие нефтегазопромысловых работ в предлагаемом районе в перспективе может дать весьма существенный мультипликативный эффект как минимум в отношении его горно-промышленной сферы, а как максимум в реализации минерально-сырьевого и логистического потенциала Арктики.

Серебряков А.А. АО («Южморгеология», serebryakov@ymg.ru)

Оценка эколого-геологических условий морской части листа L-39 по результатам картосоставительских работ масштаба 1:1 000 000

Активное освоение нефтяных и газовых запасов на акватории Каспийского моря, и особенно его северной части, требует пристального отношения к сохранению его уникальной природы. В связи с этим, особенно актуальной становится задача оценки, формирующихся здесь, эколого-геологической условий и, связанных с ними, опасностей.

Основными источниками информации при изучении эколого-геологических условий в акватории послужили материалы исследований по программе ГМГСШ, выполненных на акватории Каспийского моря АО «Южморгеология» в период 2001-2008 гг. [1, 3] и обобщённой оценки данных по геохимическому загрязнению донных осадков Каспийского моря за период 2000-2014 гг. [2].

Геологическая составляющая природной среды, влияющая на экологическую обстановку, включает природные и техногенные объекты и процессы. Главной особенностью эколого-геологической обстановки характеризуемой акватории является ее формирование в условиях постоянно изменяющихся гидрометеорологических и гидродинамических режимов.

В исследуемом районе поступление вещества в современные осадки происходит в основном с Волжским речным стоком, который активно транзитируется через покрытые преимущественно песками морскую волновую периодически осушаемую и аллювиально-морскую волновую равнины. Перенос вещества осуществляется в основном стоковыми течениями. Основными направлениями переноса вещества в придельтовой области является южное и юго-западное, соответствующие направлению основных стоковых струй восточной части Волжской дельты. Во взвешенном состоянии происходит разнос небольшой доли материала ветровыми течениями. Привнос материала дрейфующими льдами, в соответствии с направлениями поверхностных течений и дрейфа льда, возможен только с северо-востока.

По мере возрастания глубин с выходом за границу взморья Волжской авандельты на поверхности морской течениевой и волновой равнин происходит постепенная аккумуляция донных осадков, представленных на большей части площади алевритовыми песками и чистыми песками и только на крайнем юге сменяемых пелитово-алевритовыми песками, песчано-пелитовыми алевритами, алевритовыми пелитами и песчаными алевритами. К автохтонным источникам поступления

осадочного материала в этой области относятся: хемогенное образование минералов, остатки планктонных и бентосных организмов [4].

Анализ многолетних данных с 2000 г. по 2014 г. [2] показал, что геохимические показатели донных осадков Северного Каспия имеют стохастический характер, то есть присутствует как случайная, так и детерминированная (предсказуемая) составляющая.

Низкая сорбционная ёмкость донных осадков Северного Каспия обуславливает в целом мозаичный характер их загрязнения. Каких-либо значимых и длительно устойчивых площадных аномалий ЗВ здесь не выявлено.

ЗВ поступают в море с волжским стоком, со сбросами промышленных, сельскохозяйственных и коммунально-бытовых предприятий, расположенных на побережье, судов, включая маломерный флот, при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых скважин, при трубопроводной транспортировке нефти и газа или перевозке нефти судами, при дноуглубительных работах.

Тяжелые металлы являются главным компонентом загрязнения морской среды. В наших условиях они поступают в исследуемую акваторию с волжскими водами по восточной группе дельтовых рукавов, а также при выпадении вместе с атмосферными осадками. В связи с тем, что значения предельно допустимых концентраций (ПДК) для большинства элементов в донных осадках не определены, выделение аномалий производилось путем сравнения со средними содержаниями. Полученные результаты сравнивались с данными, приведенными в справочной литературе и опубликованными материалами.

В авандельте Волги загрязнение ТМ проявляется исключительно в прибрежной зоне и лишь единичными локальными аномалиями Fe, Zn, Mn и Pb с превышением фоновых содержаний в 3-8 раз. Ближе к морскому краю устьевое взморье Волги и далее на юг загрязнение донных осадков ТМ сохраняет локальный характер, становясь, при этом, по площади более равномерным. В зоне смешения речных и морских вод преобладают точечные аномалии As и Cd, вблизи Мангышлакского порога и южнее него наиболее широкое распространение получают локальные аномалии Zn и As. Все аномалии характеризуются превышением фоновых содержаний в 3-8 раз.

Эколого-геологическая оценка по сумме приведенных сведений заметно различается для акватории волжской авандельты и открытой акватории моря. Загрязнение донных осадков техногенными компонентами носит локальный и рассредоточенный характер, а содержания природных загрязняющих веществ не достигают опасных значений. В этой связи, эколого-геологическую обстановку на [Геленджик, 27 -31 мая 2019 г.](#)

акватории можно было бы оценить как благоприятную, но наличие специфических природных опасностей, а также активное наращивание здесь разработки месторождений нефтегазового сырья, не позволяют дать оценку выше удовлетворительной.

Наименее благоприятна эколого-геологическая обстановка на предустьевом взморье р. Волга, что определяется, в первую очередь, природными опасностями, обусловленными колебанием уровня моря. Изменение уровня моря в сторону повышения или его понижения вызывает следующие основные экологические изменения в устьевой области Волги; расширение (сокращение) опресненной буферной зоны; преобразование гидрографической сети в устьевых областях рек; отмирание (увеличение) надводной растительности на взморье; геоморфологические изменения на морском крае дельты Волги; наступление моря на сушу или, наоборот, его отступление; затопление (появление) островов и шалыг в Северном Каспии; улучшение (ухудшение) условий нагула взрослых рыб и их молоди, их выживание; повышение (понижение) потенциальной продуктивности Северного Каспия (вместе с устьевой областью Волги). К этому следует добавить, пусть и сосредоточенное в узкой прибрежной полосе, но, при этом, очень устойчивое техногенное загрязнение донных осадков. Непосредственно сюда, в первую очередь, с волжским стоком поступают и частично накапливаются на механическом геохимическом барьере «река-море», в условиях резкого уменьшения интенсивности миграции, загрязняющие вещества. Ситуацию на предустьевом взморье в целом можно оценить как *кризисную* (Рис.).

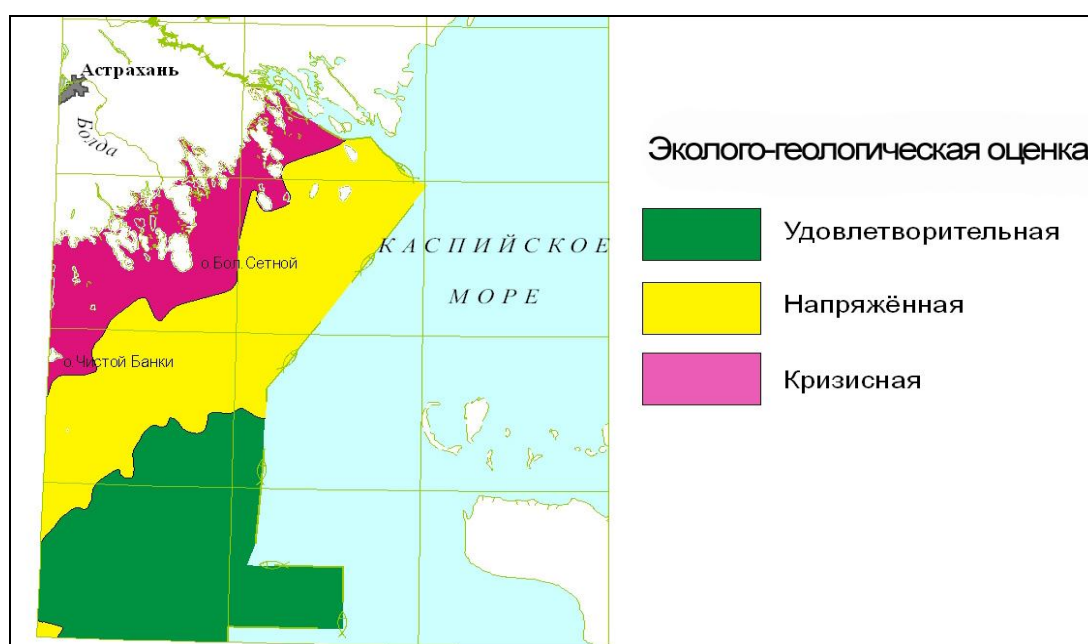


Рис. Схема оценки эколого-геологической опасности на акватории листа L-39

Как *напряжённая* эколого-геологическая ситуация оценивается в зоне смешения речных и морских вод, расположенной между изобатами 5 и 10 м. На солевом геохимическом барьере здесь происходит выпадение в осадок значительной части поллютантов и их временное захоронение. Именно в этот район акватории Северного Каспия происходит наиболее значительный вынос ЗВ (Рис.).

Южнее глубже 10 м изобаты в условиях открытого моря формируются эколого-геологические условия с *удовлетворительной* оценкой (Рис.). Наибольшие для данной площади глубины, значительная отдалённость от берега, преобладание осадков с низкой сорбционной ёмкостью – всё это позволяет рассматривать геолого-экологические условия, как наиболее благоприятные. Потенциальная опасность загрязнения здесь акватории углеводородами при разработке и эксплуатации нефтегазовых месторождений, смягчается современными технологиями «нулевого сброса», основанными на замкнутом производственном цикле, применяемом крупными российскими нефтяными компаниями.

На участках активного обустройства нефтегазовых месторождений необходим мониторинг содержаний ЗВ. Необходимо исследование состояния придонного слоя воды и донных осадков, где могут накапливаться нефтепродукты.

Специфика формирования адекватной системы геоэкологического мониторинга на акватории Северного Каспия связана с трансграничным характером экологических проблем этого региона и необходимостью эффективных форм и специальных инструментов практического природоохранного сотрудничества между Российской Федерацией и Республикой Казахстан.

Литература:

1. *Алёшин Б. Н.* Отчёт по Госконтракту № 08/01/60-10 «Осуществление государственного мониторинга состояния геологической среды на шельфах Азово-Черноморского и Каспийского бассейнов Российской Федерации». Кн. 1-3, папки 1-3. Фонды АО «Южморгеология». Геленджик, 2007.
2. *Марфин А. А.* Отчёт по Госконтракту № 42/01/60-9 «Государственный мониторинг состояния недр прибрежно-шельфовой зоны Азово-Черноморского и Каспийского бассейнов Российской Федерации». Фонды АО «Южморгеология». Геленджик, 2014.
3. *Удодов А. И., Серебряков А. А.* Отчёт о НИР по дог. № 16/2001м «Осуществление «Государственного мониторинга состояния недр территории Российской Федерации и её континентального шельфа» в подсистеме государственного мониторинга геологической среды континентального шельфа на акваториях Азово-Черноморского и Каспийского бассейнов» в 2001 году». Кн. 1-3. Фонды АО «Южморгеология». Геленджик, 2001.
4. *Хрусталева, Ю. П.* Закономерности современного осадконакопления в Северном Каспии / Ю. П. Хрусталева. Ростов н/Д : Изд-во Ростовского ун-та, 1978. 207 с.
5. *Шейков А. А.* Отчёт по контракту № 14/16-10 «Выполнение геолого-съёмочных работ в пределах листов L-37 – Ростов-на-Дону и L-39 – Астрахань (акватория Чёрного, Азовского и Каспийского морей), 3 этап». Фонды АО «Южморгеология». Геленджик, 2017.

Сметанин А.В., Марченко А.К., Марченко И.Н. (АО «Иркутскгеофизика»)

МГЗ – процессинг площадных гравитационных аномалий при региональных нефтегазопоисковых работах

Под МГЗ – процессингом понимается последовательность выделения одночастных элементов градиентных зон (мономеров градиентных зон-МГЗ), определения их параметров и преобразования для получения дополнительной геологической информации, значимой при поисках месторождений нефти и газа. Конечным результатом процессинга считается количественная характеристика геологического пространства по основным параметрам МГЗ и карта классификации территории по близости к объекту – эталону (Сметанин, 2000). Перечень процедур приведен на рисунке.

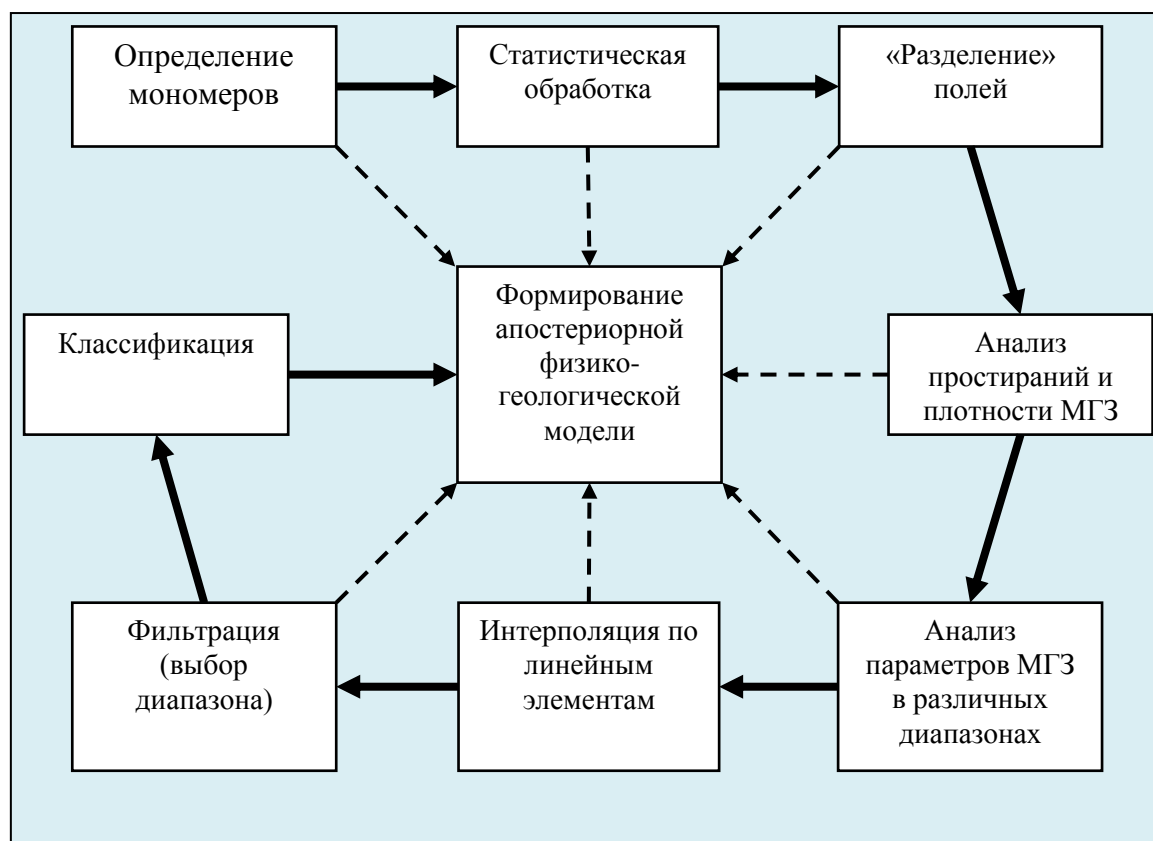


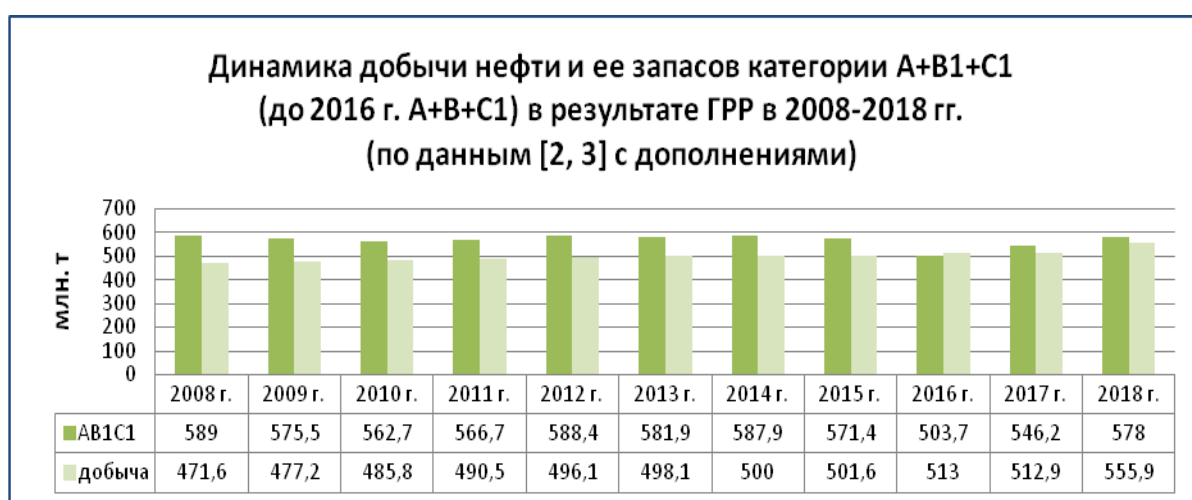
Рисунок. Последовательность процедур МГЗ-процессинга градиентных зон гравитационных аномалий

Результаты МГЗ - процессинга продемонстрированы на примере одной из площадей на севере Иркутской области в условиях траппового магматизма. По мнению авторов, предлагаемая методика эффективна и должна стать обязательной при комплексной интерпретации геофизических данных и выделении перспективных на поиски нефти и газа площадей.

Соловьев, А.В., Юбко В.М., Круглякова М.В., Мейснер Л.Б., Проконцева С.В., Левицкая М.С. (АО «Южморгеология», kruglyakova.mv@ymg.ru)

Перспективные направления геологоразведочных работ на нефть и газ

По итогам 2018 года прирост запасов жидких углеводородов (нефть +конденсат) по категории АВ1С1 составил 578 млн. т, газа по категории АВ1С1 – 673 млрд. куб.м [1]. По данным Министерства энергетики в 2018 году добыча жидких углеводородов вышла на рекордную отметку в 555,9 млн.т [2]. По прогнозам экспертов к 2021-му году добыча выйдет на пик в 570 млн тонн, однако к 2035 году прогноз добычи составит только 310 млн тонн.



Причиной такого прогноза являются постепенная деградация ресурсной базы, замещение запасов традиционной легкоизвлекаемой нефти высоких категорий на запасы трудноизвлекаемой нефти низких категорий.

В целях предотвращения такого развития событий в Правительство РФ был представлен согласованный план мероприятий «О мерах по освоению нефтяных месторождений и увеличению объёмов добычи нефти». Соответствующий план (дорожная карта), в том числе предусматривающий разработку конкретных предложений по стимулированию геологоразведочных работ с целью создания долгосрочной ресурсной базы на суше и континентальном шельфе Российской Федерации, был подготовлен и представлен в правительство в IV квартале 2018, а 25 января 2019 г. этот план был утвержден Д.А. Медведевым. 15 апреля 2019 г. утверждена [государственная программа Российской Федерации "Воспроизводство и использование природных ресурсов"](#) (ВИПР) с изменениями на 28 марта 2019 г. Срок реализации Подпрограммы 1 «Воспроизводство минерально-сырьевой базы, геологическое изучение недр» 2013-2024 гг.

К сожалению, ряд вопросов, связанных с созданием предпосылок для решения проблемы рациональной организации геологоразведочных работ, не получил должного освещения. В первую очередь, речь идет о предпосылках, которые позволили бы преодолеть сложившуюся порочную практику использования деформированной системы геологических исследований недр и воспроизводства МСБ (минерально-сырьевой базы), в которой доминируют (до 85-90 %) затраты на разведку и доразведку известных месторождений при очевидном недостатке исследований по подготовке объектов поискового задела и объектов лицензионного фонда. Вследствие такой практики сложилось «прохладное» отношение недропользователей к финансированию работ поисковой и оценочной стадий, а также к участию в заявочных компаниях по лицензированию участков недр, степень геологической изученности которых не обеспечивает оценку прогнозных ресурсов по категории D_0 .

В настоящее время в России за счет средств госбюджета проводятся лишь региональные работы на нефть и газ. Тем не менее, согласно [государственной программе Российской Федерации "Воспроизводство и использование природных ресурсов"](#) (ВИПР) планируется прирост локализованных ресурсов категории D_L - *«Ресурсы нефти, газа и конденсата возможно продуктивных пластов в ловушках, выявленных по результатам **поисковых** геологических и геофизических исследований в пределах районов с доказанной промышленной нефтегазоносностью»*. Техническими (геологическими) заданиями предусматривается оценка нефтегазоносности с выделением перспективных зон, и оценкой ресурсов категории D_2 (прогнозные), D_1 (перспективные), и D_L (локализованные). Здесь появляется противоречие, поскольку D_L (локализованные) – *«результат поисковых геологических и геофизических исследований»*. Зачастую D_L носят условный характер. Полученные результаты не могут быть аргументом для недропользователей в пользу приобретения лицензий для дальнейших поисково-оценочных и разведочных работ. Таким образом, геологоразведочные работы на нефть и газ (вне известных месторождений) начинаются и заканчиваются региональным этапом.

В результате вышесказанного можно сформулировать основные предложения по стимулированию геологоразведочных работ:

Увеличение государственного финансирования геологоразведочных работ регионального этапа, включающего прогноз нефтегазоносности и оценку прогнозных (D_2) и перспективных ресурсов (D_1), формировании фонда объектов поискового задела;

Увеличение государственного финансирования геологоразведочных работ поискового-оценочного этапа, для подготовки локализованных/подготовленных (Д_л/Д_о) ресурсов и формирования фонда перспективных объектов лицензирования;

Разработка программы поисково-разведочного бурения в перспективных нефтяных провинциях за счет государственных средств для подтверждения (опробации) запасов нефти, повышении инвестиционной привлекательности недр и ускоренного освоения новых месторождений нефти;

Разработка и внедрение отечественных современных технологий, оборудования, аналитического и программного обеспечения геологоразведочных работ;

Разработка нового «Положения об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ» в соответствии с новой «Классификацией запасов и ресурсов...» (Последняя версия «Временного положения об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ» была утверждена Приказом МПР РФ от 07.02.2001 N 126 "Об утверждении временных положения и классификаций" (вместе с "Временным положением об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ"). С 1 января 2016 года вступил в силу Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 1 ноября 2013 г. N 477 г. Москва "Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов", в связи с этим исполнение «Временного положения...» не может быть корректным).

В рамках предполагаемого плана специалистами АО «Южморгеология» намечены геологоразведочные работы на нефть и газ по следующим направлениям:

1. работы по созданию фонда объектов поискового задела – региональные работы;
2. работы по созданию фонда объектов лицензионного фонда – поисково-оценочные работы;
3. работы по разработке методики поисков и оценки нетрадиционных месторождений углеводородов.

По результатам предыдущих работ АО «Южморгеология» выбраны основные районы работ региональной и поисково-оценочной стадий.

Арктический регион: Северо-Енисейский район и восточная часть Енисей-Хатангского регионального прогиба.

В Северо-Енисейском районе в результате поэтапно проведенных в 2007-2018г.г. АО «Южморгеология» региональных геолого-геофизических работ в масштабе 1: 500 000, включающих сейсморазведку, гравимагнитометрию и геохимию, были

сделаны выводы о том, что в тектоническом плане район относится, преимущественно, к древней платформе с добайкальским фундаментом и мощным рифей-палеозойским осадочным чехлом. Были обозначены контуры ряда зон возможного нефтегазонакопления (ЗВНГН), связанных с положительными структурами. Нефтеносный на Сибирской платформе венд-нижнекембрийский комплекс на отдельных участках в ЗВНГН Лескинской, Нижнепуринского вала, выступа Урванцева залегает на глубинах 3.0-4.0 км, эти участки могут рассматриваться, как объекты для поисково-разведочного бурения после уточнения дополнительными работами их контуров, глубин залегания, структуры, прогнозирования литологического состава и углеводородных систем. Предлагается провести региональные геофизические работы для уточнения стратиграфической привязки отражающих сейсмических горизонтов, уточнения границ нефтегазогеологического районирования. Сгущение сети профилей на перспективных участках с целью повышения качества прогнозирования углеводородных систем на объектах, рекомендуемых для поисково-разведочных работ.

С 2012 г. по 2017 г. АО «Южморгеология» на востоке Енисей-Хатангского регионального прогиба (ЕХРП) выполнила сейсморазведочные работы. Расстояния между основными профилями составляют 50-60 км. Эти работы позволили сделать следующие основные выводы и предложения о том, что имеются перспективы выявления неантиклинальных ловушек УВ, прежде всего, следует отметить, что на востоке ЕХРП намечены контуры развития клиноформ. Нижнемеловые клиноформы получили развитие в Боганидско-Жданихинском прогибе и обозначены как перспективный НГК в $K_1.nh-sd$ слое. С неокомскими клиноформами, как известно, связано в западной части ЕХРП крупное нефтяное Пайяхское месторождение, участки клиноформ на востоке ЕХРП рассматриваются как зоны возможного нефтегазонакопления. Предлагается провести региональные геофизические работы масштаба 1:200 000 для изучения клиноформ в Южно-Жданихинской зоне возможного нефтегазонакопления Боганидско-Жданихинского прогиба.

По результатам работ АО «Южморгеология» в 2012-2014 гг. в пределах Анабаро-Ленского района было выделено крупное валообразное поднятие Баянское, перспективное для поисков залежей УВ и требующее уточнения строения и оконтуривания перспективных объектов. Интерес в отношении нефтегазоносности в Анабаро-Ленском районе представляют отложения перми, кембрия, венда и рифея. Нефтегазоперспективные объекты в пермских отложениях могут быть связаны с поднятиями и с зонами литологического замещения коллектора. Кембрий и венд

перспективны, главным образом, в юго-восточной части исследуемого района, вблизи северного склона Оленекского свода. Залежи в венде могут контролироваться структурно-литологическими ловушками в зонах выклинивания комплекса на приподнятые участки рифея. Ловушки в кембрии могут быть связаны как со структурно-литологическими ловушками в зонах выклинивания базальных кембрийских горизонтов, так и со структурно-стратиграфическими ловушками в зонах эрозионного среза кембрийского комплекса. Учитывая клиноформный характер строения кембрийских отложений, можно рассчитывать и на литологически экранированные объекты. Значительный интерес представляет рифей. В юго-восточной части Анабаро-Ленской зоны получил развитие мощный рифейский бассейн, на юго-западе выделены крупные положительные структуры, связанные с выступами рифейских пород – Кангаласский мегавал, Кучугуйский и Верхбурский мезовалы. Планируемый минимальный прирост локализованных ресурсов составит 100-150 млн. т УТ.

Южный регион. Каспийское море хорошо изучено геофизическими методами, но, тем не менее, к настоящему времени не на всей акватории имеются полноценные региональные работы с достоверно выделенными локальными поднятиями и соответственно достоверной оценкой прогнозных локальных ресурсов. Одним из таких районов является северная часть Каспия, где работами АО «Южморгеология» были выделены локальные поднятия и антиклинальные перегибы. Для завершения регионального этапа изучения северной части российского сектора Каспия предлагается продолжить геофизические исследования по сгущенной сети профилей, сосредоточив основной объем работ в восточной части придельтовой зоны Каспия и прилегающей части дельты р. Волга. Выявить и оконтурить площадь распространения соленосных отложений, оценить строение и возможные перспективы нефтегазоносности подсолевых структур, выявить или подтвердить наиболее крупные локальные поднятия и неантиклинальные объекты, перспективные на нефть и газ.

В Таганрогском заливе Азовского моря необходимо проведение современными технологическими средствами дальнейших комплексных геолого-геофизических исследований: сейсморазведки МОВ ОГТ 2D со сгущением сети профилей, гравиразведки, магниторазведки. Наряду со структурами обрушения края ВЕП, здесь ожидается погребенный палеозойско-нижнемезозойский прогиб, аналогичный Предобруджинскому, т.е. краевой прогиб ВЕП. Кроме этого, в докембрийском фундаменте выявлены зоны трещиноватости и рассланцеватости, которые могут быть

как зонами миграции, так и скопления УВ. Последнее подтверждается полученными промышленными притоками УВ из коры выветривания фундамента на расположенных вблизи Азовском и Кущевском месторождениях. Наличие разуплотненной части фундамента подтверждается количественными расчетами гравимагнитных данных. Предполагается наличие месторождений в широком диапазоне геологического разреза от неогена до докембрия. Обнаружение тяжелых гомологов метана (гексан) позволяет предположить наличие нефтегазовых или нефтяных месторождений.

Черное море. Наличие прямых признаков нефтегазоносности на акватории и прилегающей суше свидетельствует о наличии и работе углеводородных систем. Основными областями генерации в Российском секторе Черного моря являются: Туапсинский прогиб, Керченско-Таманский прогиб, прогиб Сорокина, Каркинитская и Альминская области. Изученность акватории Черного моря неравномерна, большое количество сейсмических работ было сделано в период 70-х-80-х годов. В настоящее время с использованием современного оборудования и методик можно получить материалы другого, гораздо более высокого качества. Целесообразно ставить региональные и поисковые работы в пределах Керченско-Таманского прогиба, прогиба Сорокина, Тарханкутского вала и Штормового грабена, Альминской впадины.

Еще одним направлением работ являются работы по разработке методики поисков и оценки нетрадиционных месторождений углеводородов. Оценка ресурсов категории Дл нетрадиционных источников углеводородного сырья, в том числе газогидратов является частью ВИПР (п.1.23). АО «Южморгеология» занимается изучением газогидратов в Черном море с 1985 г. Накоплена большая база данных по распространению, характеру скоплений, составу, глубине залегания газогидратов. Основной целью предполагаемых работ служит выявление признаков скоплений газогидратов в геологическом разрезе и оценка их ресурсного потенциала в российском секторе Черного моря, обоснование технико-технологического комплекса для обнаружения газогидратных скоплений и оценки их ресурсного потенциала.

Литература

1. Итоги работы Федерального агентства по недропользованию в 2018 году и планы на 2019 год. Информационно-аналитические материалы. Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации агентство по недропользованию. Москва, 2019
2. <https://minenergo.gov.ru/node/1209>
3. О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2016 и 2017 годах. Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации. Государственный доклад. Москва, 2018

Старосельцев В. С., Дивина Т. А., Муратов М. И. (АО «СНИИГГиМС»)

Дистанционный метод прогноза перспективных на углеводороды поднятий

Для выделения перспективного на углеводородные поднятия используется разработанная авторами на материалах восточной окраины Норильского плато на правобережье р. Енисей методика выделения погребенных поднятий на основе анализа удельной протяженности ($\frac{\Sigma l}{n}$) и отклонений в ориентировке ($\frac{\Sigma \alpha}{\Sigma l}$) линеаментов над погребенными поднятиями (рис. 1), где детальными геолого-съемочными работами зафиксировано перекрытие раннетриасовыми базальтами позднепермских отложений суммарной толщиной около 30 м, которые залегают на кембрийских отложениях осевой зоны Рыбнинского вала, сложенного на крыльях породами ордовика и силура. Позднее этот метод был успешно опробован в бассейнах оз. Дюпкун, Ниж. Агата, Анама, вдоль регионального профиля сейсморазведки преломленными волнами. Во всех перечисленных случаях погребенные палеозойские поднятия по совокупности прямых признаков могли представлять большой интерес для формирования значительных по объему углеводородных скоплений [2,3].

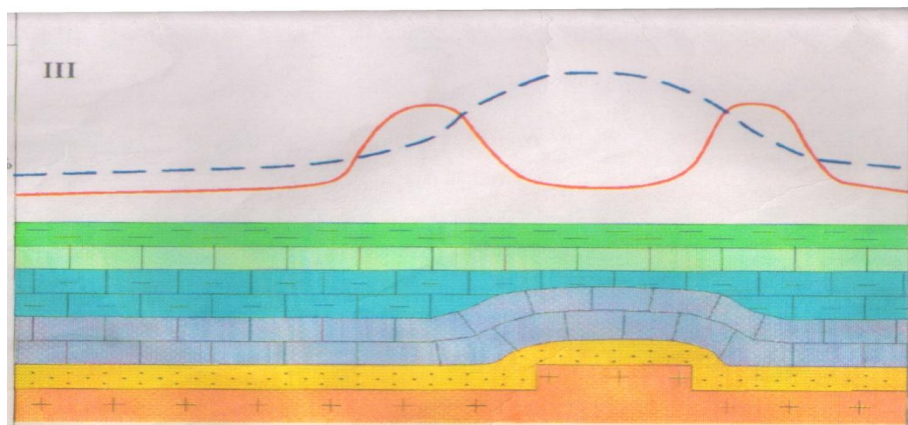


Рис. 1 Модель изменения кривых удельной протяженности ($\frac{\Sigma l}{n}$) и отклонений в ориентировке ($\frac{\Sigma \alpha}{\Sigma l}$) линеаментов над погребенным поднятием

Предлагаемый авторами метод был применена на практике в начале 90-х годов XX века в связи с выполнением контрактных работ в бассейне Амадеус (Центральная Австралия) [1]. Территория этого бассейна представляет собой в рельефе обширную сложенную преимущественно перемещаемыми ветром песками пустыню субширотной ориентировки с редкими грядами терригенных пород того же простирания. Важно подчеркнуть, что первому из авторов настоящего доклада, в результате полевых работ в бассейне Амадеус, удалось обосновать прямо противоположное, принятому зарубежными геологами, направление надвигания тектонической гряды на северном

ограничении бассейна Амадеус [1,3], что сыграло значительную роль в оценке перспектив его нефтегазоносности (рис. 2а, 2б, 2в, 3).

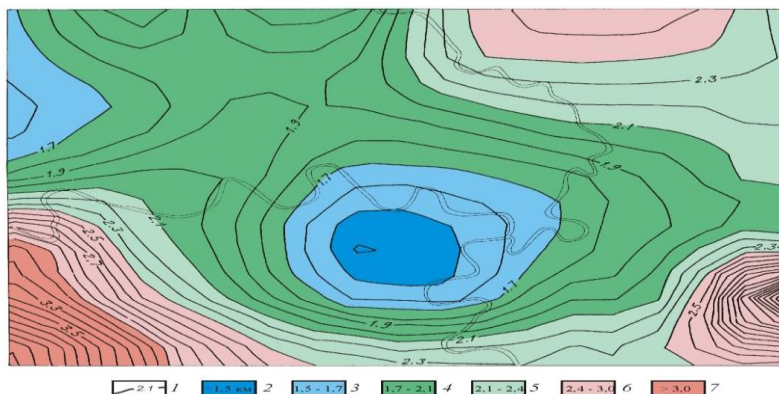


Рис. 2а Карта удельной протяженности линейментов в бассейне Амадеус на Австралийской платформе. 1- изолинии удельной протяженности линейментов, 2-7 шкала величин удельной протяженности

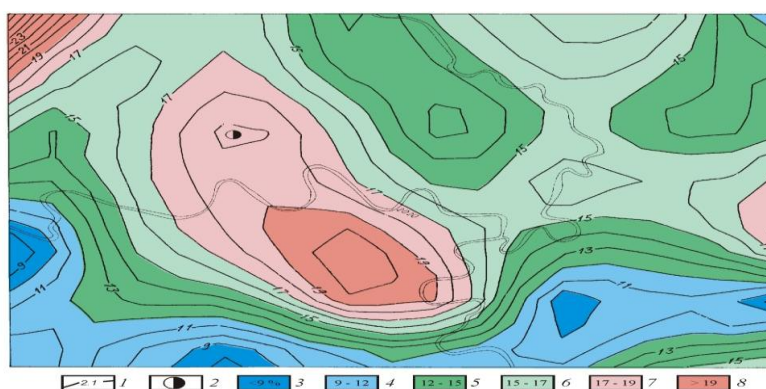


Рис. 2 б Карта изолиний отклонений в ориентировке линейментов от пиков розы-диаграммы (тот же регион). 1 – излинии отношений суммарных длин; 2 – получен фонтан нефти с газом с глубин 2300 м; 3 – 8 шкала величин отклонений в ориентировке

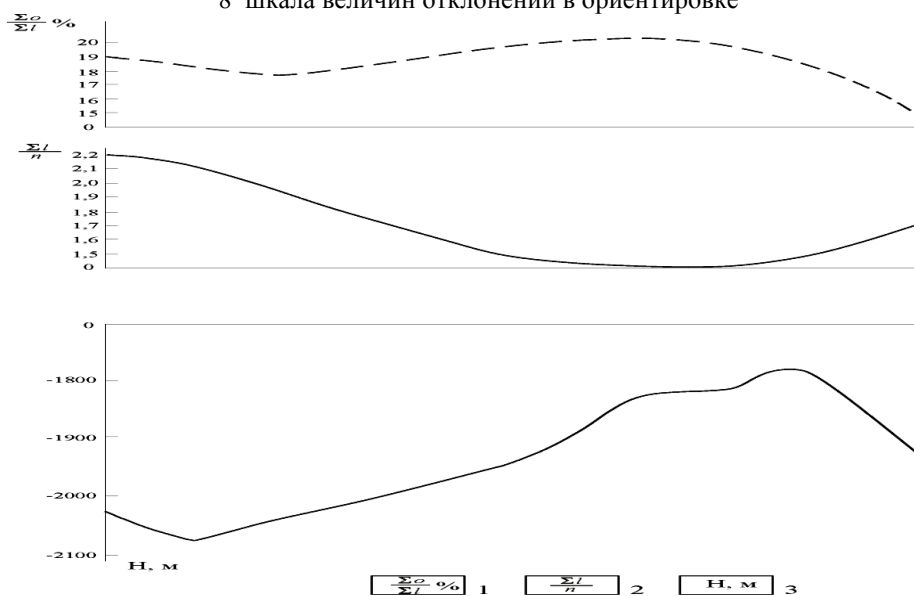


Рис. 2 в Пример соотношения статистических показателей линейментной сети и гипсометрии отражающего сейсмического горизонта на поднятии в бассейне Амадеус
1 – процент суммарной протяженности линейментов в элементарной ячейке, отклоняющихся от базовых направлений розы-диаграммы всей анализируемой площади; 2 – удельная протяженность линейментов в элементарной ячейке; 3 – гипсометрическое положение отражающего сейсмического горизонта, в м.

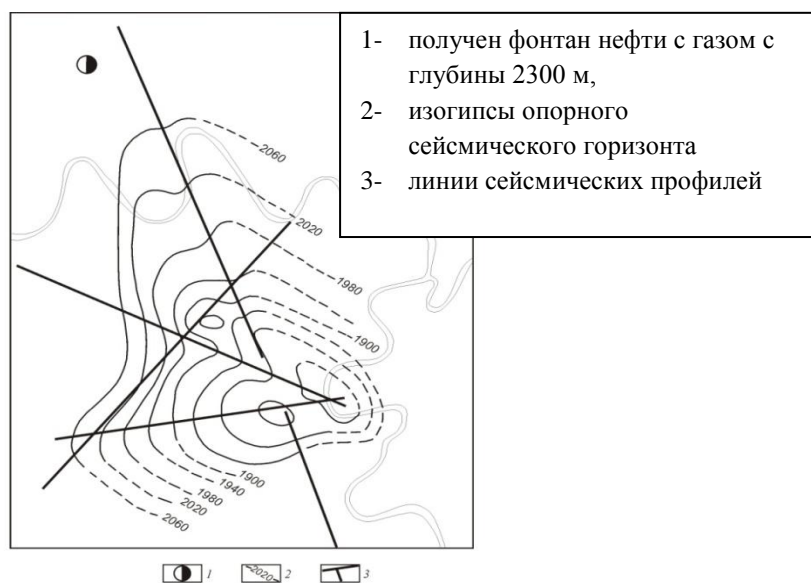


Рис. 3 Структурная карта перспективного объекта в бассейне Амадеус

Позднее эта методика была неоднократно опробована на севере Тунгусской синеклизы, что позволило дополнить характеристику продуктивности прогнозируемых поднятий в зависимости от результатов опробования поверхностных источников углеводородных газов [3]. Было выявлено возрастание содержания последних в периферийной зоне прогнозируемых продуктивных поднятий. Сравнение таких результатов с размещением углеводородных газов над известными, нередко очень крупными месторождениями, такими как Юрубченское, Собинское, Верхнечонское и другими показывает, что там, где дизъюнктивная нарушенность не затрагивает их внутреннюю область, проявление углеводородных газов на поверхности практически не получает массового распространения, хотя близко к их контурам периодическое появление последних имеет место. Вероятнее всего такие особенности проявления углеводородных газов на поверхности объясняются пульсационным характером тектонических движений.

Литература

1. Старосельцев В.С. Актуальные проблемы тектоники нефтегазоперспективных регионов // Новосибирск: Наука, 2008. – 212 с.
2. Старосельцев В.С., Дивина Т.А. Нефтегазоносность ордовикско-девонских отложений севера Курейской синеклизы // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52, № 8. – С. 1165-1171.
3. Старосельцев В.С., Дивина Т.А., Муратов М.И. Тунгусское базальтовое плато и прогноз скоплений углеводородов в подстилающих отложениях // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. -2015. № 2 (22). – С. 16-25.

Тельбухов В.А., Исмагилов Д.Ф., Хорттов А.В. (ООО «ГГС-Хазар», akhortov@mail.ru)

Деструктивные зоны Каспия по данным высокоразрешающей сейсморазведки

Введение.

Проведенные за последние 20 лет в разных частях Каспия высокоразрешающие сейсморазведочные работы дали принципиально новый материал о строении верхней части осадочного чехла. Эти работы позволили выделить вертикальные деструктивные зоны, приуроченные к областям развития аномально высоких давлений. С этими деструктивными зонами связано вертикальное движение флюида и его разгрузка из глубинных толщ в верхние слаболитифицированные четвертичные отложения в придонной части разреза, с образованием так называемых «осадочных даек».

Методика морских работ, выделения и картирования сейсмических аномалий.

Основной задачей проведенных инженерно-геофизических работ методами высокоразрешающей сейсморазведки (ВРС МОГТ) является изучение верхней части разреза (до 1500 м) для выявления возможного наличия потенциальных опасностей при инженерном строительстве буровой установки и последующего поискового бурения в проектной точке. Методика и технология высокоразрешающей сейсморазведки МОГТ осуществлялись с учетом следующих нормативно-методических документов [3,5].

Морские работы выполнялись по методике 2Д и 3Д с сокращенным шагом наблюдений, исключив группирование источников и сейсмоприемников.

При проведении работ высокоразрешающей сейсморазведки обеспечивались следующие параметры методики инженерных изысканий:

- полоса частот возбуждаемых волн	20-300 Гц,
- число каналов регистрации	192,
- интервал отстрела	12.5 м,
- интервал между датчиками косы	6.25 м,
- база группы	6.25 м,
- кратность ОГТ	48

Морские производственные сейсморазведочные работы проводились с использованием буксируемой плавающей сейсмической косы с длиной активной части 1200 м с заглублением на 2 м. В качестве системы регистрации информации использовался сейсмический комплекс, построенный на базе станции XZONE BottomFish, разработки «SI Technology» (Россия, г. Геленджик).

Обработка морских материалов включала современные процедуры и нацеливалась на существенное повышение вертикальной разрешенности сигналов для получения результативных сейсмических материалов высокого качества. На завершающем этапе обработки выполнялась глубинную миграцию по полевым сейсмограммам до накапливания по ОГТ.

Качественными диагностическими признаками выявления и локализации на временных разрезах ВРС МОГТ геологических опасностей являются, во-первых, визуально наблюдаемая расфазировка осей синфазности отраженных волн; а, во-вторых, зона заметного ухудшения степени коррелируемости отражений, а также резкое изменение динамических параметров волнового поля на локальном участке. Геодинамическая активность в том или ином геологическом районе проявляет себя через активизацию тектонического излучения по системам разломов и отдельным субвертикальным зонам деструкции горных пород. Этими энергетическими воздействиями на литосферу являются вулканизм, трещинообразование, разуплотнение, ползучесть горных пород, диапиризм и вертикальное структурообразование, выделение и струйная вертикальная миграция водорода, латеральная миграция подвижных флюидов и пластичных горных пород под действием изменения внутриволнового-трещинного пространства вблизи осевой части траектории вертикального движения флюида. Особенно это характерно для районов Северного и Южного Каспия с развитием аномально высоких пластовых давлений, и как следствие, с проявлением соляной тектоники и глиняного диапиризма, соответственно [2,6]. По материалам ВРС МОГТ, на разрезах ОНП (near trace), нами выделен деструктивный тип записи сейсмического волнового поля разрезов Северного и Южного Каспия, с характерной вертикальной хаотической записью (рис.1). В интервале 0.05-0.150 мсек нами выделяется зона внедрения песчаных кластических даек. На сейсмических разрезах они выглядят в виде вертикальных участков хаотической записи, вблизи поверхности дна.

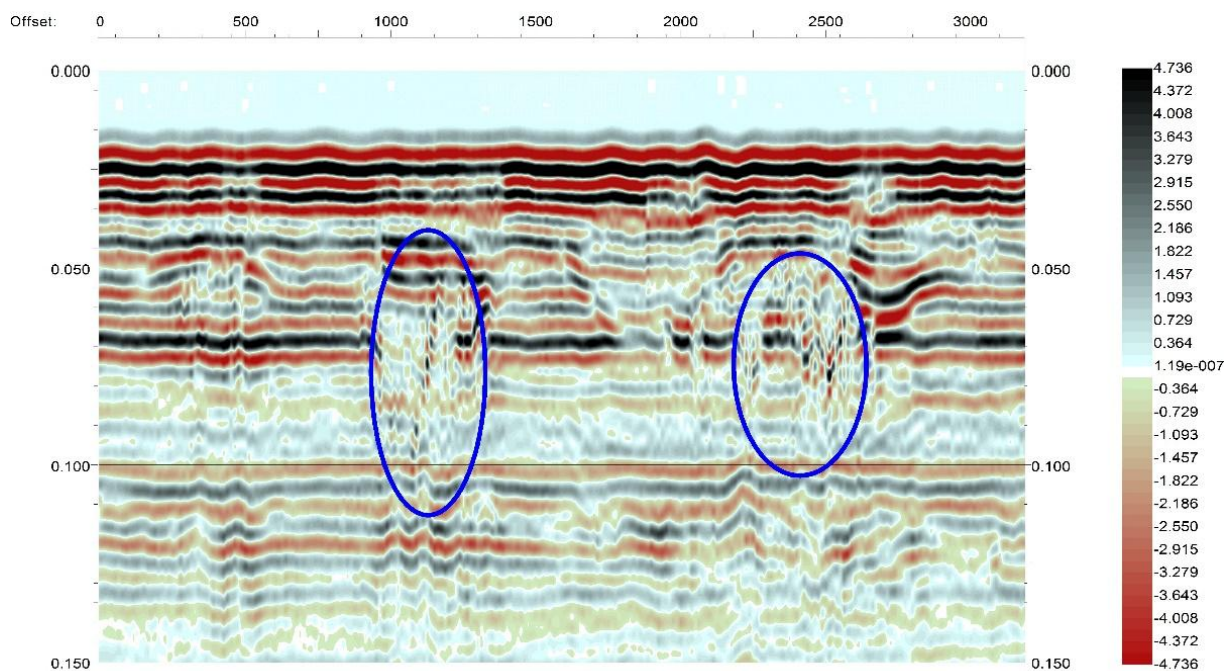


Рисунок.1. Южный Каспий. На разрезе ВРС ОНП (одноканального профилирования-near trace) показаны вертикальные зоны деструкции в интервале записи 0.05-0.150 мсек.

На сейсмических материалах, выполненных методом отраженных волн, следы разгрузок глубинных флюидов наиболее ярко проявляются в форме субвертикальных зон деструкций и связанных с ним положительных структурных форм –осадочных даек. Они формируются в зонах АВПД, каковые особенно развиты, в том числе, и в областях развития грязевого вулканизма [1,5].

В геолого-историческом аспекте осадочные дайки формировались по такой схеме. Палеоземлетрясения приводили к возникновению в песчано-глинистой толще многочисленных и разнообразных по морфологии и размерам вторичных образований, которые соответствовали определенному сейсмическому событию. Эти образования представлены деструктурированными отложениями, такие как кластические дайки, силлы и другие инъекционные тела; залегающие вблизи или над горизонтальными напластованиями, сохранивших первичную слоистую структуру отложений.

Согласно исследованиям Ю.О. Гаврилова и В.Н Холодова, именно внедрение флюидов в песчаные и несцементированные участки пластов терригенных отложений и приводит к пластическим течениям песчаного материала споследующим образованием песчаных даек. [2,6].

Известно, что на поверхности земли извержение вулканов начинается с взрыва газа. В связи с тем, что составе газовой фазы АВПД содержится до 90% метана; смешиваясь с воздухом он образует самовзрывающуюся смесь и поэтому над конусом

грязевулканического сооружения загорается гигантский факел. Отсюда напрашивается вывод, что обнаружение и картирование подобного рода опасных геологических объектов имеет огромное значение для выбора места установки морской буровой платформы.

Выводы.

Выявленные аномальные участки представляют большую опасность для нефтегазопроисхождения бурения и должны выноситься на карту геологических опасностей при проведении инженерно-геологических работ.

Благодарности. Авторы выражают благодарность докторам г-м. наук, профессорам Геологического института РАН В.Н. Холодову и Ю.О. Гаврилову за консультации.

Список использованных источников.

1. Браччини Э. и др. Песчаные кластические интрузии. //Нефтегазовое обозрение, том 20, № 2. С 38–57.
2. Гаврилов Ю.О. Отражение сейсмических палеособытий в мезозойско-кайнозойских терригенных толщах Северного Кавказа. //Литология и полезные ископаемые. 2017, № 1, с.1-21.
3. Исмагилов Д.Ф., Козлов В.Н., Терехов А.А., Хортов А.В. «Опыт работ ВРС на акваториях южных морей Российской Федерации». //Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений». -2005, №11. С.40-45.
4. Рачинский М.З., Мурадян В.М. «Зоны развития АВПД в разрезе осадочного чехла западного борта Южно- Каспийской впадины». Труды ВНИГРИ, вып. 397, 1977.С. 119-127.
5. «Рекомендации по проведению инженерно-геологических изысканий для целей строительства», Москва, 1987, СНиП 1.02.07-2004.
6. Холодов В.Н. О роли песчаного диапиризма в трактовке генезиса грязевых вулканов. //Литология и полезных ископаемых, 1987, №4. С. 12-28.

Телятников С. В. (АО «Южморгеология»)

ИНЖЕНЕРНО-ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ИЗЫСКАНИЯ В ПРЕДЕЛАХ АЯШСКОГО УЧАСТКА НЕДР

Основные значимые воздействия на окружающую среду при постановке и эксплуатации ППБУ (полупогружная плавучая буровая установка) оказываются во время:

- установки на точке бурения и снятия;
- проведения буровых работ;
- испытаний, ликвидации или консервации скважины;
- возникновения аварийных ситуаций.

Максимальному воздействию подвергаются геологическая среда, атмосферный воздух, морские воды, морская биота, млекопитающие и птицы.

Инженерно-экологические изыскания в акватории Аяшского лицензионного участка на площадке №2 Баутинская проводились с целью изучения экологических условий, требуемых для обеспечения постановки и эксплуатации ППБУ для поискового/разведочного бурения на стадии геологоразведочных работ, а также для разработки экологической части проекта поискового/разведочного бурения.

В состав инженерно-экологических изысканий входили следующие виды исследований: метеорологические (определение температуры воздуха, направления и скорости ветра, проведение инструментальных замеров), гидрологические (определение температуры, прозрачности, солености (минерализации)), гидрохимические (определение основных гидрохимических показателей морской воды и содержание загрязняющих веществ), геохимические (определение физико-химических свойств и загрязненности донных отложений), гидробиологические (определение качественных и количественных показателей развития фитопланктона, зоопланктона, ихтиопланктона, макрозообентоса, бактериопланктона), орнитологические (визуальные наблюдения, занесение в полевой журнал даты, времени, места и вида, количество), териологические (визуальные наблюдения, занесение в полевой журнал даты, времени, места и вида, количество и поведение животного, а также изучение кормовых миграций и поведения морских млекопитающих при кормодобывании).

В результате проведенных изысканий определены естественные природные вариации измеряемых параметров, характеризующих современное состояние морской среды в районе проведения буровых работ до начала поискового/разведочного бурения. Полученные результаты являются базовой основой для продолжения экологического мониторинга в районе бурения скважины.

*Фоменко В.А.¹, Дмитриенко Л.Ф.¹, Пучкова Т.Н.²
(АО «Южморгеология»¹, Филиал ЮФУ в г. Геленджике²)*

К вероятности комбинаторного сочетания опасных величин осадков и землетрясений в пределах Азово-Черноморского побережья Краснодарского края

Наблюдаемое потепление климата нашей планеты, по мнению многих специалистов, приводит к разбалансировке глобальных сложившихся климатических сочетаний. Связано это, прежде всего, с уровнем повышения энтропии в планетарном масштабе, что наблюдается в перераспределении обильности и мест выпадения осадков, изменяющимися термобарическими циклами и, как следствие, с изменением количества и величины опасных природных, в том числе геологических процессов.

Современная геоэкология, как междисциплинарная область знаний, изучает закономерности связей геологической среды с ее природными составляющими - атмосферой, биосферой, гидросферой, а также оценивает влияние разнообразной деятельности человека на экологию геологической среды. Новые методы и исследовательские подходы на стыке наук позволяют по новому взглянуть на геологические процессы во взаимосвязи с экологическими процессами. Это особенно актуально для территорий с выраженными природными и геологическими особенностями. Именно к таким территориям относится Азово-Черноморское побережье Краснодарского края.

Азово-Черноморское побережье стремительно осваивается, как в экономическом, социальном, так и в рекреационном плане. Во многих местах преобразование затрагивает и саму геологическую среду вплоть до изменения морфологии некоторых участков. На территории побережья наблюдается наиболее задействованное в РФ использование рекреационных ресурсов - более 800 структур (объектов) массового размещения и отдыха на Азово-Черноморском побережье. Только за 2018 г. здесь побывали более 10 млн. человек. Побережье Азовского и Чёрного морей, и бассейн рек, впадающих в эти моря, испытывают все увеличивающееся антропогенное и геоэкологическое воздействие на фоне изменяющихся природно-климатических условий. Качество отдыха на побережье в основной степени связано с экологическим состоянием рекреационной зоны отдыха на участке море-побережье. Немалую роль в экологическом состоянии, помимо прямого антропогенного влияния, оказывают и проявления опасных экзогенных и эндогенных процессов.

Каждому региону присущи природные особенности, цикличность и величина проявлений (активизация) опасных геологических процессов, которые в свою очередь

могут по-разному воздействовать на экологию. Опасным природным и геологическим процессам присущи основные закономерности:

- приуроченность процессов к геологическим особенностям территории;
- многолетняя цикличность и ежегодная (сезонная) их повторяемость;
- величина интенсивности процесса пропорционально времени между событиями;
- экологический (стихийный) эффект связан с масштабностью, временем (сезоном), продолжительностью и интенсивностью процессов;
- сочетание (одновременность) совместных эффектов носит стохастический характер, а суммарный негативный эффект - нелинейный, зачастую не прогнозируемый;
- возможность совместных эффектов возрастает при повышении частоты проявления хотя бы одного процесса.

Оценку и прогноз развития опасных процессов необходимо проводить на основании этих закономерностей с учетом присущих геологических особенностей региона.

Побережье и шельф Черного моря в геологическом представлении относится к Северо-Западному Кавказу и сочетает в себе различные по величине геологические структуры, тектонические зоны, сейсмически активные участки. В общей структуре Большого Кавказа Северо-Западный сегмент является зоной периклинального погружения складчатых структур. Погружение осуществляется отдельными ступенями вдоль поперечных флексурно-разломных зон, основными из которых являются Пшехско-Адлерская, Туапсинская, Геленджикская и Анапская. Флексурно-разрывный характер имеют и границы Северо-Западного Кавказа с окружающими прогибами - Туапсинским, Индоло-Кубанским и Керченско-Таманским.

Активность геологической среды Азово-Черноморской прибрежно-шельфовой зоны определяется тектоническими процессами, связанными с ростом альпийской системы Кавказа и ее сочленением со Скифской платформой, тектоническим влиянием Аравийской плиты. В истории геологической эволюции неоднократно на месте Северо-Западного Кавказа опускания земной коры, сменялись поднятиями и на месте древнего океана Тетрис и морей вновь возникала суша. Морские отложения мелового периода залегают на породах разного возраста, во многих местах образуя берега Черного моря, местами погружаясь под его уровень. От г. Анапы до г. Адлера прибрежно-шельфовая зона Черного моря в основном сложена флишевым комплексом пород,

представляющих чередование слоев мергелей, песчаников, известняков и других пород с наличием крупных разломов и антиклинальных складок. Берега, сложенные флишем, являются неустойчивыми и под воздействием волнового прибоя и штормов постепенно разрушаются. Некоторые участки Черноморского побережья погружаются со скоростью до 4 мм в год. О скорости опускания прибрежной части Черного моря свидетельствует древний город Диоскурия, сегодня погруженный на глубину 15-20 м ниже уровня моря у г. Сухуми.

Таманский полуостров является асейсмичным, за исключением его северо-восточной части. На Таманском полуострове неогеновые отложения - глины, пески, раковистый известняк, бурый железняк перекрываются мелководными дельтовыми отложениями, здесь в неоген-четвертичном периоде формировались брахиантиклинали (куполовидные складки). В настоящее время из грязевых вулканов этих брахиантиклиналей тектоническими движениями выдавливается холодная грязь. Эти явления сопровождаются выходами горючих газов и слабыми землетрясениями, как на суше, так и в море. В настоящее время не установлена закономерность в их извержениях. Эндогеодинамические процессы здесь могут проявляться и в виде изменения рельефа. Так, в районе пос. Приазовский (мыс Каменный), в 2011 г. наблюдалось высокоамплитудное поднятие морского участка дна (500 кв. метров) на величину до 3-х метров, которое настоящее время разрушено волновыми процессами [1]. Берега Азовского моря, размываясь, разрушаются на отдельных участках до нескольких метров в год.

Активные дифференциальные движения земной коры, сопровождающие сопряженный рост альпийского сооружения Большого Кавказа и прогибание ложа Черноморского бассейна и Предкавказского прогиба, определяют широкий спектр опасных геологических процессов на побережье Черного моря. На побережье, между г. Туапсе и г. Сочи, в результате обильных и продолжительных осадков на пологих склонах и склонах ущелий ежегодно образуются оползни, что приводит к частичному перекрытию русел горных рек. Зачастую оползни разрушают автомобильное и железнодорожное полотно дорог. Смещенные геологические массивы во время дождей размываются и потоками сносятся в море, образуя громадные, так называемые мутные хвосты в море, а на дне осаждаясь, наращивают конусы выноса, тем самым провоцируя сход подводных оползней и турбидитных потоков. Опасные геологические процессы классифицируются в соответствии с СП 116.13330.2012.

По результатам мониторинга состояния геологической среды Азово-Черноморского побережья 2005-2018 гг., к опасным геологическим процессам, наиболее влияющим на экологическое состояние суши и моря в пределах Азово-Черноморской прибрежно-шельфовой зоны специалисты АО «Южморгеология» относят:

- землетрясения,
- оползни и сели;
- грязевые вулканы;
- обвалы, вывалы и обрушения берегов;
- береговую абразию, подтопления, высокодинамичные поднятия фрагментов дна и суши;
- подводные газовые сипы;
- турбидитные потоки;
- подводные оползни;
- цунами и др.

Наиболее грозным геологическим явлением эндогеодинамической природы на побережье нужно считать землетрясения, которые при достижении высоких энергий, запускают природный механизм активизации всех вышеперечисленных опасных геологических процессов. Можно утверждать, что высокодинамичные проявления опасных геологических процессов всегда приводят к негативным экологическим последствиям. Современные дистанционные методы мониторинга позволяют оценить масштабность и величину этих воздействий.

По результатам многих исследований сделаны выводы о том, что на Черноморском побережье 10 -12 тыс. лет до н.э. в районе м. Утриш (пос. Абрау-Дюрсо) произошло катастрофическое землетрясение силой 9 -11 баллов по шкале Рихтера, что привело к изменению очертаний морских берегов и образованию Геленджикской и Цемесской бухт. Первое упоминание об античной экологической катастрофе относится к описанию разрушений мощнейшего землетрясения в районе современной Керчи. Это произошло в 63 году до н. э., когда реки, орошавшие поля, сады и виноградники колонистов Боспорского царства, буквально «провалились сквозь землю». А грязевые вулканы Крыма и Керченского полуострова, извергая клубы грязи и газов, горели. Экологический кризис усилился из-за того, что царь Митридат вырубил значительное число дубрав.

Позже, в 417 г. н.э. Павел Орозил в «Очерке всеобщей истории» писал: «...в то время как Митридат справлял на Боспоре праздник Цереры, внезапно произошло такое сильное землетрясение, что, говорят, за ним последовало страшное разрушение городов и полей, причем некоторые погрузились в пучину».

В 1927 г. (инструментально зафиксировано) 26 июня и в ночь с 11 на 12 сентября произошли два землетрясения (магнитудой примерно 5-6), вызвавшие сильные разрушения на южном берегу Крыма от г. Севастополя до г. Феодосии. Толчки ощущались не только на Крымском полуострове, но и далеко за его пределами. В Черном море (северная часть) многочисленные газовые сипы со дна прорвались на поверхность, наблюдалось горение метана на поверхности моря в виде стены огня, повсеместно произошли извержения грязевых вулканов, газовые факелы некоторых воспламенились. Побережью и экологии был нанесен значительный ущерб.

С 1793 г. по 2008 г. по данным геофизической службы РАН на территории Краснодарского края произошло более 100 землетрясений силой более 4 баллов, а на территории Краснодарского края ежегодно происходит 240 - 270 сейсмических событий силой 2-3 балла.

В пределах Черноморской ПШЗ с 2005 г. по 2018 г. по данным локальной сейсмической сети АО «Южморгеология» произошло более 200 сейсмических событий магнитудой от 2 до 4.

Особенностью эндогеодинамических процессов прибрежной зоны Черного моря является ее сейсмическая активность, связанная с тем, что большая часть землетрясений происходит в пределах шельфа в непосредственной близости от береговой черты, что является весьма опасным ввиду близости очагов к густонаселенным районам и береговой инфраструктуре. Черноморское побережье имеет самый высокий индекс сейсмического риска в РФ [2].

По данным наблюдений за сейсмичностью в период с 2005 г. по 2018 г., повышение эндогеодинамической активности приходилось на 2011 - 2012 гг., что в свою очередь совпало с двадцать четвертым, особенно мощным пиком 11-летнего цикла солнечной активности, максимум которого наблюдался в 2017 г. (Рис. 1).

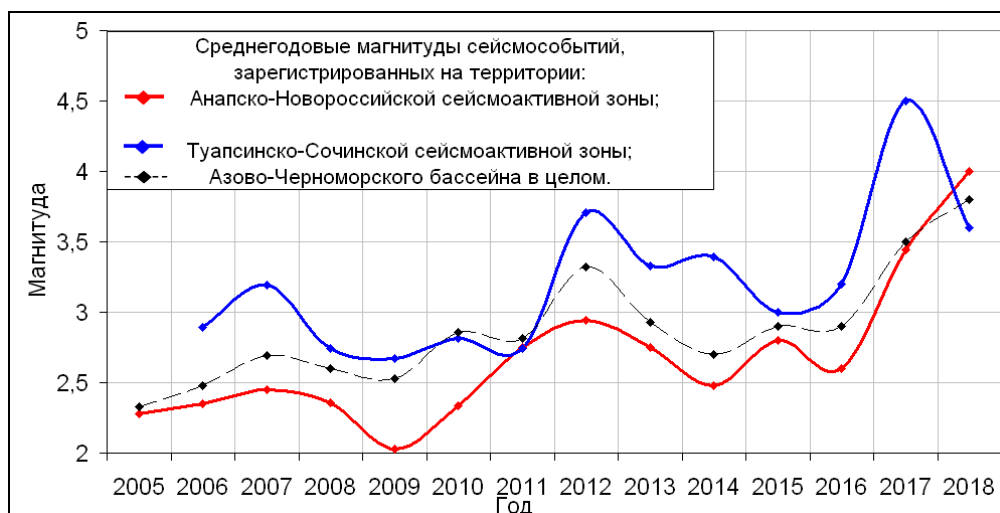


Рис. 1 Среднегодовые магнитуды в Анапско-Новоросийской и Туапсинско-Сочинской сейсмоактивных зонах с 2005 г. по 2018 г.

В соответствии с картой общего сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-97-А) побережье Черного моря относится к 8-ми бальной зоне (10% вероятности в течение 50 лет). Краснодарский край имеет наивысший индекс сейсмического риска среди всех субъектов России. При этом по узкой полосе побережья, ограниченной горами Кавказа (на отдельных участках шириной до 2-х км), проходят железная дорога и автомобильная трасса, которые являются основными, но при этом из-за образования оползней, селей, проседания полотна во время осадков и смещений ежегодно перекрываются. Необходимо отметить тревожную тенденцию с участвовавшими катастрофическими паводками на Черноморском побережье Краснодарского края, совпадающие с сезонной активизацией сейсмических процессов, что заставляют по-новому взглянуть на безопасность и риски. Основные затопления происходят в июле - августе и в октябре - ноябре. Аналогично, по данным наших наблюдений за сейсмической активностью побережья, более 70% от годового количества сейсмических событий происходят в конце весны - начале лета и осенью (октябрь-ноябрь).

Рассмотрим данную цикличность на примере 2018 г. (Рис 2). Наиболее опасным стечением обстоятельств является совпадение по времени большого количества осадков и землетрясений. Сочетание времени их совпадения носит стохастический характер, а суммарный негативный эффект нелинейный, зачастую не прогнозируемый. Последствия трудно даже оценить, это связано с масштабностью, временем (сезоном) и местом, продолжительностью и интенсивностью процессов. Но вероятность такого совпадения при опасных сочетаниях можно вычислить.

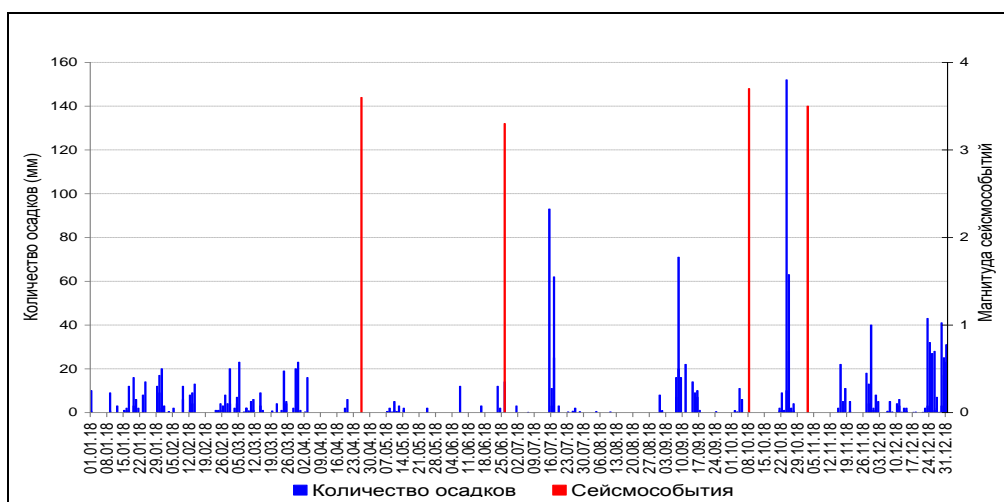


Рис. 2 Количество осадков и зарегистрированные сейсмические события на территории Туапсинско-Сочинской сейсмоактивной зоны в 2018 г.

Если обратиться к статистике величины и продолжительности осадков на рассматриваемой территории, то аналогично можно утверждать, что наиболее выраженный климатический отрезок времени с обильными осадками приходится на осень. Вот некоторые сводки МЧС за период 2018 г. по данным СМИ:

- «16 сентября 2018 года часть улиц и районов Большого Сочи пострадали от сильных дождей, которые, привели к подтоплению довольно больших территорий, а также к другим неприятным последствиям». «За ночь в Сочи выпало около 76 мм осадков. Подтопленными оказались 76 придомовых территорий, вышли из строя 20 трансформаторных подстанций»;

- «В районе аула Наджиги Лазаревского района 15 сентября за два часа выпало 49 мм осадков. Из-за этого на некоторые участки дороги сошел селевой поток»;

- «Днем 24 октября 2018 г. на Туапсе обрушился сильный ливень». «Около двух часов дня дежурному экстренных служб Туапсе стала поступать информация о затоплении сразу нескольких железнодорожных станций. В воде оказались Гойтх, Пшиш, перегон Туапсе-Шепси. Было приостановлено автомобильное и ЖД сообщение».

Сегодня, на фоне изменения климатических «отскоков» необходимо рассматривать возросшую вероятность катастрофических катаклизмов на побережье сочетанием паводковых и сейсмических факторов. Сложный рельеф и многочисленность горных рек, наличие большого количества потенциально опасных геологических процессов и сочетание цикличности повышают общую оценку рисков Черноморского побережья, особенно в районе узкой полосы суши от г. Джубги до г. Адлера. Возможность совместных эффектов со временем будет возрастать, так как в Геленджик, 27-31 мая 2019 г.

последнее время наблюдается общий рост сейсмической активности и количества дней с обильными осадками. В расчете из того, что в период с сентября по ноябрь обычно случается один «сильный» (длительностью в два дня) дождь и не более двух сейсмособытий, вероятность наступления землетрясения во время дождя, т.е. одновременного наступления этих двух независимых событий, можно рассчитать следующим образом:

$$P(ДС) = P(Д) + P(С) - P(Д)*P(С) = 1/45 + 2/90 - (1/45)*(2/90) = 0,02 + 0,02 - 0,0004 = 0,0396, \text{ что составляет } 4\%,$$

где $P(ДС)$ - вероятность одновременного наступления событий,

$P(Д)$ - вероятность «сильного» дождя,

$P(С)$ - вероятность наступления сейсмособытия.

Вероятность того, что период максимальной влажности потенциальных оползневых участков однажды совпадет с сейсмическим событием на участке побережья от г. Туапсе до г. Сочи весьма высока.

По нашему мнению, сегодня существует необходимость в дискуссии специалистов о необходимости ввода понятия - вероятность совпадения природно-климатических и сейсмических факторов для проблемных участков побережья. Ввести понятие природной кумулятивности при совпадении этих факторов. С учетом особенностей Черноморского побережья в наличии большого количества опасных геологических процессов с образованием оползней в наиболее уязвимых местах с образованием «подпруд» на горных реках, возможным разрушением полотна дорог и др., важна разработка сценария стихийности развития ситуации. Необходимо также провести дополнительные исследования по выявлению мест возможного комбинаторного сочетания опасных величин осадков и возможных тел оползней, сход которых вероятен при воздействии землетрясений в пределах Азово-Черноморского побережья Краснодарского края.

Список использованных источников:

1. Попков В.И., Глазырин Е.А., Фоменко В.А., Попков И.В. Уникальное геологическое событие на Таманском полуострове // Азово-Черноморский полигон изучения геодинамики и флюидодинамики формирования месторождений нефти и газа: Тезисы докладов X международной конференции «Крым - 2012». Симферополь «Ассоциация геологов», 2012. - С. 114-115.
2. Бяков Ю.А., Сенин Б.В., Фоменко В.А., Бяков А.Ю., Мащенко А.В. Особенности локальной сейсмичности территории Анапско-Геленджикского полигона // Современные методы обработки сейсмологических данных. Материалы Восьмой Международной сейсмологической школы. - Обнинск: ГС РАН, 2013. - С. 77-82.

Фоменко В.А., Шестопалов В.Л., Карцева М.В., Дмитриенко Л.Ф., Куликова В.В.
(АО «Южморгеология»)

Модернизация сети пунктов наблюдений государственного мониторинга и совершенствование алгоритма обработки результатов наблюдений для повышения качества оценки эндогеодинамического состояния и сейсмической активности недр в пределах Азово-Черноморской прибрежно-шельфовой зоны

Азово - Черноморское побережье России относится к сейсмоактивным районам, подверженным чрезвычайно опасным 8-10-балльным землетрясениям. Черноморское побережье обладает самой высокой степенью сейсмического риска в РФ, где на узкой полосе побережья стремительно развиваются рекреационные зоны с сезонным многократным увеличением численности населения до 16 млн. в год

АО «Южморгеология» при участии Южного научного центра Академии наук (ЮНЦ РАН), Кубанского государственного университета (КубГУ), ГМСН г. Ессентуки с 2005 года проводит исследования эндогеодинамического состояния недр Азово-Черноморского побережья Краснодарского края с использованием сети геофизических и газо-гидрогеохимических пунктов наблюдений (рис. 1).



Рис. 1 Схема сети пунктов наблюдений за геофизическими и газо-гидрогеохимическими полями в пределах Азовской, Черноморской прибрежных зон в 2019 г.

Сеть мониторинга в 2019 г. включает 6 сейсмических станций, 5 водопунктов с ежедневным отбором проб воды на содержание гелия, 2 пункта определения объемной активности радона, 1 пункт измерения величины естественного импульсного электромагнитного поля Земли (ЕИЭМПЗ) и 8 спутниковых геодинимических пунктов, оснащенных приёмной аппаратурой GPS. Ежесуточные измерения на пунктах GPS, передаваемые по каналам телеметрии в центр обработки АО «Южморгеология», позволяют с миллиметровой точностью оценивать величины смещений и скорости движения участка земной коры в месте установки пункта.

На сегодня конфигурация сети пунктов ведения наблюдений за геофизическими и газо-гидрогеохимическими полями АО «Южморгеология» является оптимальной. Ежедекадно по полученным данным проводится их комплексная обработка и на основе полученных результатов готовятся ежемесячные информационные бюллетени о состоянии недр Азово-Черноморского бассейна. Однако, с учетом необходимости расширения знаний о геологических особенностях региона и наблюдающейся тенденцией по росту среднегодовых магнитуд сейсмособытий, зарегистрированных на территории Азово-Черноморского побережья (Рис. 2), требуется дальнейшая ее модернизация.

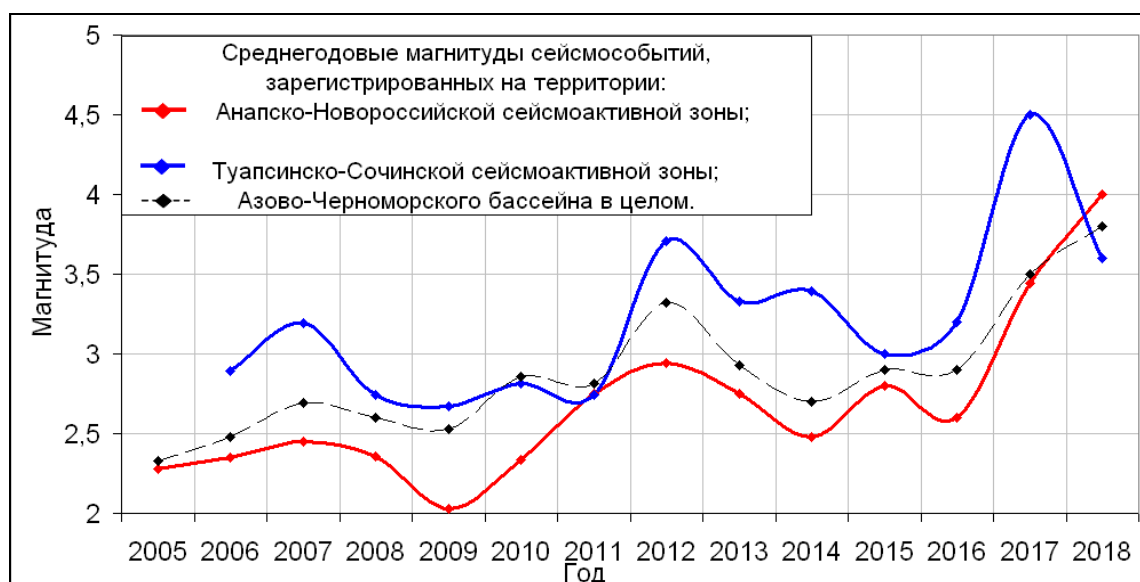


Рис. 2 Среднегодовые магнитуды сейсмособытий в пределах Азово-Черноморской прибрежно-шельфовой зоны с 2005 г. по 2018 г.

Применяемая система мониторинга состояния недр сегодня представляет собой сеть пунктов измерения разнородных геофизических и газо-гидрогеохимических параметров, разнесённых по территории и синхронизированных по времени. В этих условиях необходима разработка алгоритма комплексной обработки получаемых

геофизических данных с учётом указанной специфики наблюдательной сети пунктов и выработка критериев прогноза опасных эндогеодинамических событий.

Международный опыт обработки данных геофизических измерений на геодинамических полигонах показывает решающую роль методов комплексной обработки геофизической информации.

Алгоритм комплексной обработки, разрабатываемый в настоящее время в АО «Южморгеология», в упрощенном варианте предполагает:

- обработку временных рядов геофизических и геохимических измерений с выделением периодов аномальных значений измеряемых параметров;
- построение поля деформаций участков земной коры совмещённого со структурно- тектонической картой региона;
- спектральные методы обработки, выявляющие скрытые периодичности протекающих геодинамических процессов;
- многомерный статистический анализ данных с целью определения интегрального показателя геодинамической активности изучаемого региона;
- оценку напряжённо-деформированного состояния геологической среды и прогноз развития опасных геодинамических явлений;
- включение в обработку результатов обработки данных ГМСН г. Ессентуки в целом по Северному Кавказу.

Возрастающие антропогенная и техногенные нагрузки на побережье с учетом увеличения количества проявлений опасных геологических процессов сегодня и в будущем требуют внедрения современных методов и технических средств мониторинга. Выполнение комплекса измерений на пунктах наблюдений за геофизическими и газо-гидрогеохимическими полями требует дополнения дистанционными методами для качественной оценки сейсмогеодинамического состояния геологической среды. Существующая сеть мониторинга нуждается в дооснащении и внедрении прогрессивных методов обработки, включая:

- переход на новые методы газо-гидрогеохимических наблюдений, а именно замена метода ведения наблюдений за содержанием гелия на измерение АО радона или водорода;
- переход на создание комплексных пунктов мониторинга совместным размещением GPS и сейсмических аппаратурно-технических средств, работающих в режиме реального времени, с целью повышения эффективности мониторинга;

- дополнение мониторинга дистанционным методом дифференциальной интерферометрии, опробованной ранее в условиях Таманского полуострова.

Учитывая опыт выполненных ранее работ и геологические особенности Черноморского побережья, необходимо так же включение в обработку наблюдаемых изменений геологической среды по формализованным критериям, таким как: проявления активности береговых процессов (обвалы, осыпи, поднятия и др.), состояние грязевых вулканов, гидрометеорологические факторы и величины проявлений и цикличность других сопутствующих наблюдаемых природных процессов.

Публикация подготовлена в рамках целевой программы Роснедра «Геолого-геофизические работы по прогнозу землетрясений» (использованы геологические материалы, полученные по контракту № 01/2018-04-ЮРЦ (03) и реализации Государственного Задания ЮНЦ РАН, № гос. рег. Проекта 01201354241).

Чеченев Д.С., Гейдеко Т.В., Царёва С.А. (АО «ЦГЭ», chechenev93@yandex.ru)

Влияние сдвиговой тектоники на формирование ловушек углеводородов в Енисей-Хатангском региональном прогибе

Объект исследований: Исследуемый район работ располагается на стыке глобальных структур Сибирской и Карской платформ, а также Лаптевоморской тектонической плиты, разделенных системой Таймырско-Североземельских складчатых дислокаций. Здесь сочленяются такие тектонические единицы первого порядка, как горно-складчатая система Таймыра, Енисей–Хатангский и Лено-Анабарский мезозойские прогибы, Анабаро-Хатангская седловина, северное погружение Анабарской антеклизы Сибирской платформы.

Ввиду этого, территория обладает довольно сложным геологическим строением, более полное понимание которого приходит с недавнего времени с появлением новых сейсмических данных.

Исходными данными выступали более 7000 пог. км сейсмических профилей МОГТ-2Д. Работы по интерпретации велись в программном комплексе DV1-Discovery.

Структурная интерпретация. Всего было выделено 11 отражающих горизонтов, 8 из которых в мезозойском комплексе:

- ОГ Ia – вблизи кровли долганской свиты (K_{1-2dl});
- ОГ Ib – вблизи кровли малохетской свиты (K_{1mh});
- ОГ Iv – вблизи кровли суходудинской свиты (K_{1sh});
- ОГ Г0 (Па) – вблизи кровли яновстанской (гольчихинской) свиты J_3 ;
- ОГ Пб – вблизи кровли малышевской свиты J_2 ;
- ОГ Пв – вблизи кровли вымской свиты J_2 ;
- ОГ Пг – вблизи кровли джанготской свиты J_1 ;
- ОГ III – вблизи кровли верхнетриасовых отложений (T_3);
- ОГ VI – вблизи кровли пермских отложений (P_{1-2}).
- ОГ VII – вблизи кровли каменноугольных отложений (C_1)
- ОГ PR – вблизи кровли протерозойских отложений
- ОГ AR – вблизи кровли фундамента архейского возраста

Тектоническая модель участка исследований рассматривалась, исходя из истории тектонического развития территории, основанной на сдвигово-структурном парагенезе. Для построения тектонической модели выполнялась последовательность применения следующих процедур:

- выявление на временных разрезах субвертикальных смещений отражений.
- выявление зон резкого изменения динамических характеристик, степени прослеживаемости ОГ.
- палеотектонический анализ – анализ распределения интервальных мощностей.

Тип разломной тектоники указывает на наличие сдвигов, достоверно установить протяженность и количество которых на данной стадии изученности территории невозможно. Так, в пределах Балахнинского мезовала на профиле вкрест простирания структуры выделяются разломы, формирующие структуры "цветкового" типа (рис. 1, профиль 481601), а на северо-востоке участка картируются крупные листрические сбросы (рис. 1, профиль 5109305), образование которых также характерно для деформаций сдвига.

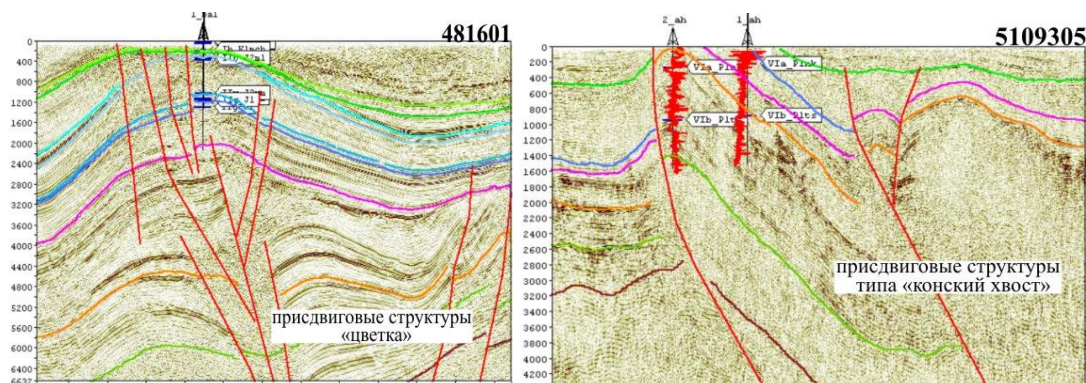


Рис. 1. Пример выделенных структур, характерных для областей, осложнённых сдвиговой тектоникой

На основе анализа построенной структурно-тектонической модели (Рис. 2) выделена серия структурных и структурно-тектонических ловушек, большая часть которых тяготеет к валам северо-восточного простирания, осложняющих осевую часть Енисей-Хатангского прогиба.

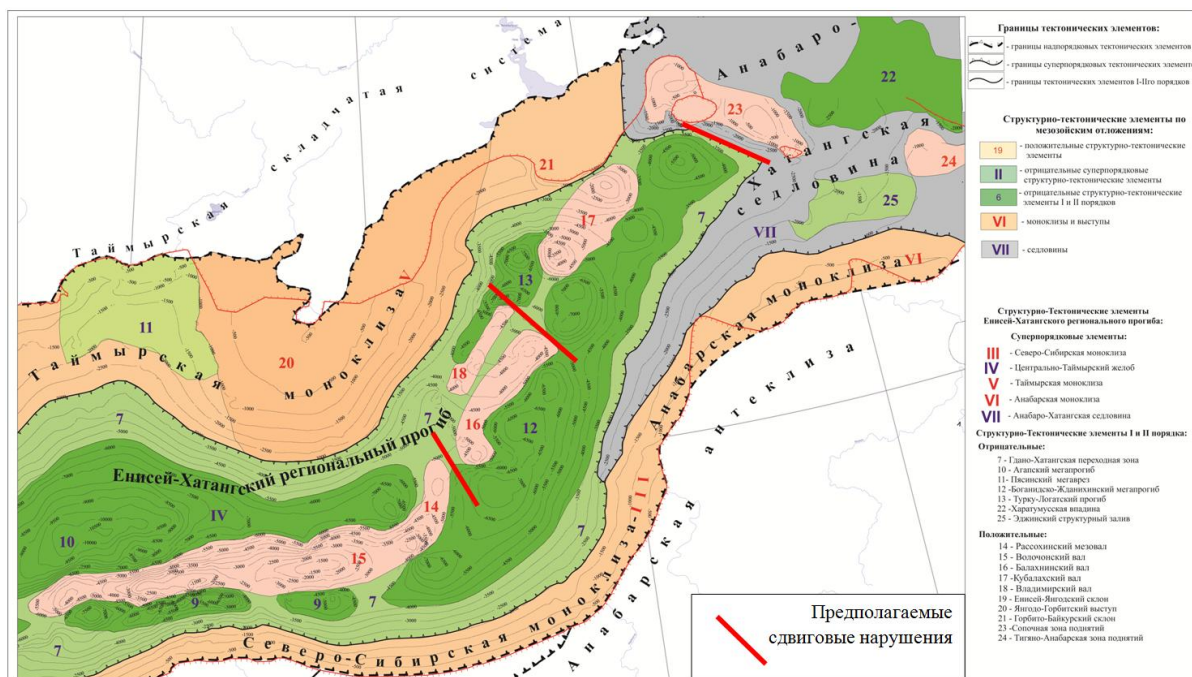


Рис. 2. Структурно-тектоническая карта мезозойского комплекса северного обрамления Сибирской платформы (с использованием материалов Ю.Е. Погребницкого, Д.А. Вольнова, В.С. Старосельцева, В.А. Балдина, Афанасенкова А.П.)

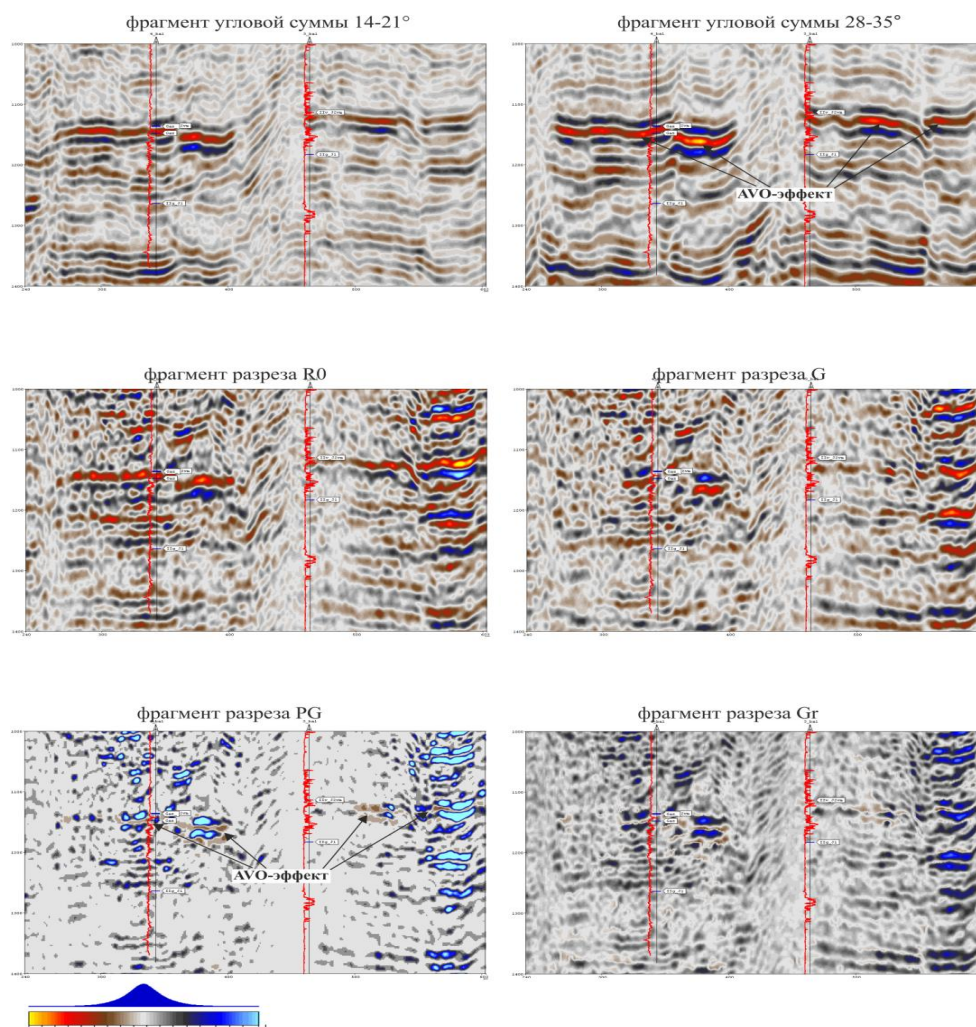


Рис. 3. Профиль 481606. Фрагменты разрезов AVO в районе скважин №4 и №3 Балахнинских

Нефтегазоносность. В настоящее время осевые зоны валов разбурены, и лишь в пределах Балахнинского вала в среднеюрских отложениях выявлено мелкое газовое месторождение. В ходе работ установлено, что из-за интенсивного размыва валов в конце юры- начале мела, наиболее перспективными являются не их своды, а склоновые части, где ловушки экранированы тектоническими нарушениями, в том числе предполагаемыми сдвигами. По результатам AVO-анализа (Рис. 3) в этих зонах, не опосредованно бурением, выделен ряд аномалий, предположительно связанных с наличием УВ, что существенно расширяет направления поисков новых залежей и доизучения открытого месторождения.

Список литературы

1. Тимурзиев А.И. Новейшая сдвиговая тектоника осадочных бассейнов: тектонофизический и флюидо-динамический аспекты (в связи с нефтегазоносностью). ОАО «Центральная геофизическая экспедиция», МГУ им. М.В. Ломоносова, Москва, 2009.
2. Корчагин О.А., Гейдеко Т.В. и др. Отчет по теме: «Проведение комплексных полевых геофизических работ с целью подготовки новых зон нефтегазонакопления в восточной части Анабара-Енисейского междуречья (Восточно-Таймырская площадь)». АО «Росгеология», Москва, 2018

Шейков А.А. (АО «Южморгеология», sheykova@ymg.ru)

Перспективы нефтегазоносности морской части листа L-39 (Астрахань)

Площадь российского сектора листа расположена в пределах Центрально-Прикаспийской нефтегазоносной области (НГО) и Астрахано-Калмыцкой газонефтеносной области (ГНО) Прикаспийской нефтегазоносной провинции (НГП), а также в границах НГО вала Карпинского, Восточно-Предкавказской ГНО, Южно-Мангышлакской и Терско-Каспийской НГО Северо-Кавказско-Мангышлакской НГП (Рис.).

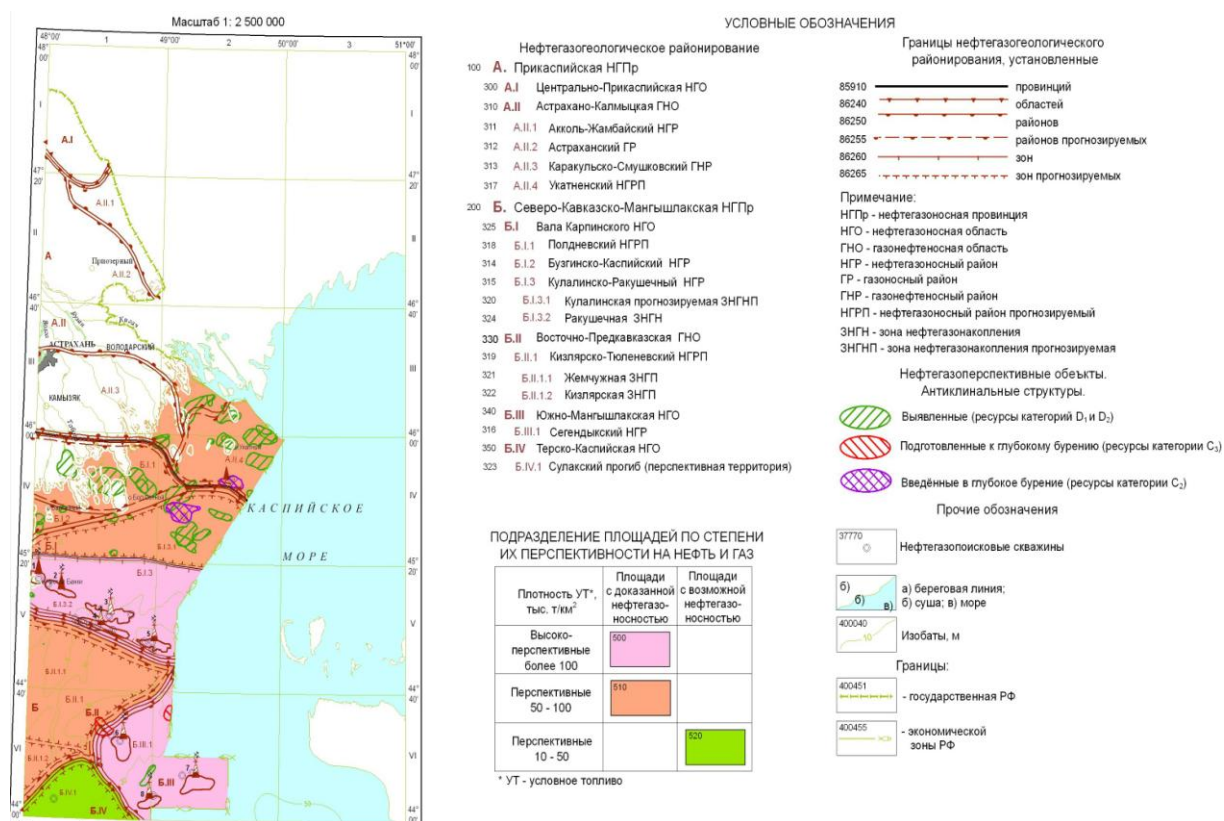


Рис. Схема перспектив нефтегазоносности

Основная часть месторождений и проявлений сосредоточена в Южно-Мангышлакской и вала Карпинского НГО. Залежи приурочены к карбонатно-терригенным отложениям палеогена, нижнего мела, верхней и средней юры. Терско-Каспийская НГО, Восточно-Предкавказская и Астрахано-Калмыцкая ГНО на рассматриваемой акватории изучены недостаточно и промышленных объектов углеводородного (УВ) сырья пока не имеют.

Большая часть площади листа в пределах российского сектора Каспия относится к распределенному фонду недр. Месторождения открыты в пределах лицензионных блоков ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», ООО «ПетроРесурс» и ООО «Каспийская нефтяная компания». Освоением месторождений занято ООО «ЛУКОЙЛ-

Нижеволжскнефть».

В Южно-Мангышлакской нефтегазоносной области УВ объекты сосредоточены в Сегендыкском нефтегазоносном районе (НГР). Здесь выявлено 3 нефтегазоконденсатных месторождения: Хвалынское, Сарматское и «170 км». Сосредоточены они на Хвалыно-Сарматской зоне поднятий. Первые два месторождения по начальным запасам свободного газа относятся к главнейшим на территории РФ. Хвалынское месторождение по величине извлекаемых запасов нефти относится к средним, Сарматское и «170 км» – к мелким. Месторождения пока не разрабатываются, относятся к разведываемым.

В нефтегазоносной области вала Карпинского объекты УВ расположены в Ракушечной зоне нефтегазонакопления (ЗНГН) Кулалинско-Ракушечного НГР. Здесь выявлено 6 месторождений: нефтяные Морское и Западно-Ракушечное, газоконденсатное Ракушечное, нефтегазоконденсатные им. В. Филановского, им. Ю. Корчагина (Широтное) и Рыбачье. Сосредоточены они в Промысловско-Ракушечной зоне поднятий. Месторождение им. Ю. Корчагина по начальным запасам свободного газа относится к главнейшим на территории РФ. Месторождение им. В. Филановского по величине извлекаемых запасов нефти относится к крупным и главнейшим на территории РФ, им. Ю. Корчагина – к средним, а Ракушечное, Западно-Ракушечное, Морское и Рыбачье – к мелким. На месторождениях Ракушечном и им. В. Филановского учтено 167,5 млн т, или 25,5 % всех разведанных запасов Российского шельфа. Месторождения им. Ю. Корчагина и им. В. Филановского разрабатываемые, остальные разведываемые.

По степени перспективности площадей в акватории выделены: высокоперспективные с плотностью условного топлива (УТ) более 100, перспективные – 50-100 и 10-50 тыс. т/км². Первые две относятся к площадям с доказанной нефтегазоносностью (Каракульско-Смушковская зона дислокаций, вал Карпинского и Средне-Каспийская моноклиналь), последняя – с возможной (Терско-Каспийский прогиб).

В Прикаспийской НГП перспективна Астрахано-Калмыцкая ГНО где выделяется Укатненский нефтегазоносный район прогнозируемый (НГРП).

В Астрахано-Калмыцкой ГНО перспективы Укатненского НГРП связывают с палеозойским комплексом. Расчетные запасы нефти, растворенного газа, газа и конденсата в палеозойских отложениях составили 225 млн т УТ геологических и 112 млн т УТ извлекаемых. В образованиях палеозоя выявлены крупные антиклинальные Геленджик, 27 -31 мая 2019 г.

структуры Иголкинская, Новинская, Дальняя, Северо-Карайская, предположительно имеющие рифогенную природу. Мезозойский комплекс здесь будет иметь подчиненную роль.

В Северо-Кавказско-Мангышлакской НГП основные перспективы связываются с наиболее изученной Южно-Мангышлакской НГО и НГО вала Карпинского. Менее перспективными пока считаются Восточно-Предкавказская ГНО и Терско-Каспийская НГО.

В НГО вала Карпинского выделяется Полдневский НГРП, Бузгинско-Каспийский и Кулалинско-Ракушечный НГР. Наиболее перспективна выделенная в Кулалинско-Ракушечном НГР Ракушечная зона нефтегазонакопления (ЗНГН). В ней разведано 6 месторождений: нефтегазоконденсатные им. В. Филановского, им. Ю. Корчагина (Широтное) и Рыбачье; газоконденсатное Ракушечное; нефтяные Морское и Западно-Ракушечное. Месторождения им. Ю. Корчагина и им. В. Филановского разрабатываются. Площади Укатная и Карайская введены в глубокое бурение, результаты пока отрицательные. Месторождения и проявления УВ установлены на нескольких стратиграфических уровнях, к числу которых относятся: верхнеюрский (титонский ярус – газоконденсат и нефть), среднеюрский (келовейский ярус – газоконденсат), нижнемеловой (неокомский надярус – нефть и нефтегазоконденсат, аптский ярус – нефть и нефтегазоконденсат, альбский ярус – газоконденсат), палеоген – газ. Основная масса известных залежей углеводородов локализована в сводах антиклинальных структур, выступающих в роли структурных ловушек. Газовые залежи приурочены к палеогеновым известнякам, газоконденсатные – к среднеюрско-нижнемеловым песчаникам, алевролитам и глинам. Нефтяные приурочены к верхнеюрско-нижнемеловым доломитам и песчаникам, нефтегазоконденсатные – верхнеюрским и нижнемеловым песчаникам, алевролитам и доломитам.

В Южно-Мангышлакской НГО выделяется перспективный Сегендыкский НГР. В нем разведано 3 нефтегазоконденсатных месторождения: Хвалынское, Сарматское и «170-й км». Структуры Южная и Западно-Сарматская подготовлены к бурению. Месторождения и проявления УВ установлены на нескольких стратиграфических уровнях, к ним относятся: верхнеюрский (титонский ярус – газоконденсат и нефть, кимериджский ярус – нефть и газоконденсат, оксфордский ярус – нефть), среднеюрский (келовейский ярус – газоконденсат), нижнемеловой (альбский и баремский ярусы – газоконденсат). Основная масса известных залежей УВ локализована в сводах антиклинальных структур, выступающих в роли структурных

ловушек. Газоконденсатные залежи приурочены к средне-верхнеюрским и нижнемеловым алевролитам, глинам, доломитам, известнякам и песчаникам. Нефтеные приурочены к верхнеюрским известняками, мергелям и аргиллитам.

Восточно-Предкавказская ГНО представлена Кизлярско-Тюленевской НГРП в которой выделены Жемчужная и Кизлярская ЗНГН. Пока здесь перспективных локальных структур и неантиклинальных объектов (помимо раннеплиоценового палеорула Волги) не выявлено. Перспективы на будущее здесь преимущественно связываются с образованиями триаса. Эти отложения на прилегающей к Каспию суше содержат залежи в рифогенных известняках нефтекумской свиты нижнего триаса и в терригенно-карбонатных пластах кизлярской свиты среднего триаса. В нижнем триасе на западной суше выделено 7 рифовых объектов. Зоны рифогенных фаций нефтекумской свиты, прослежены на глубине около 5 км вдоль северного борта Восточно-Манычского прогиба до берега.

Терско-Каспийская НГО представлена фрагментом перспективной территории Сулакского прогиба. Пока здесь локальных структур и неантиклинальных объектов не выявлено. Главной особенностью области является совмещение нефтематеринского бассейна (зоны генерации углеводородов) и структур (зон) нефтегазонакопления. В этих условиях важное значение приобретают разломы глубокого заложения и связанные с ними зоны растяжения и трещиноватости, являющиеся как зонами транзита (миграции), так и зонами с повышенной пористостью пород. В условиях активной альпийской геодинамики, связанной как с продолжающимся и в настоящее время давлением со стороны горного сооружения, так и влиянием Транскавказского поперечного поднятия, в Терско-Каспийском прогибе тангенциальное сжатие привело к широкому развитию зон прибортовой и приосевой складчатости, клиновидных зон и т.п., т. е. структур-ловушек различного типа.

Таким образом, в комплексе нефтегазоконтролирующих факторов важнейшими являются литологический, стратиграфический и структурный. Месторождения, открытые в акватории и на прилегающей суше, связаны с брахиантиклинальными складками платформенного типа, залежи многопластовые, сводовые, структурно-литологические и структурно-стратиграфические. На морской части листа выявлено более тридцати локальных структур в палеозойских и юрско-меловых отложениях, присутствуют и неантиклинальные объекты (акчагыльские клиноформы, области срезания майкопских, верхнемиоценовых и среднемиоценовых пластов, палеодолины рек и т.д.). Весьма благоприятным фактором является литологическое строение разреза

от карбона до неогена включительно, которое характеризуется чередованием горизонтов-коллекторов с флюидоупорами. Большая часть залежей сосредоточена в нижнемеловых и юрских отложениях. Коллекторы юрского нефтегазоносного комплекса сложены песчано-алевритовыми породами, а нижнемелового – терригенно-карбонатными. При наличии огромного объема нефтематеринских пород и возможности формирования структур-ловушек различного типа, выявление новых объектов определяется, в основном, детальностью и глубиной исследований, а также качеством геофизических исследований и совершенством методик их интерпретации.

В связи с вышеизложенным, реальные перспективы имеют Ракушечная ЗНГН и Сегендыкский НГР. Перспективны Укатненский и Полдневский НГРП, также Кулалинская ЗНГНП. Кизлярско-Тюленевский НГРП и перспективная территория Сулакского прогиба имеют отдаленные перспективы, связываемые с глубоко залегающими горизонтами.

Шейков А.А. (АО «Южморгеология», sheykova@ymg.ru)

Перспективы нефтегазоносности морской части листа L-37 (Ростов-на-Дону)

Площадь российского сектора листа располагается в пределах Северо-Кавказско-Мангышлакской и Черноморской нефтегазоносных провинций (НГП), охватывая Западно-Предкавказскую газонефтеносную область (ГНО) и Индоло-Кубанскую нефтегазоносную область (НГО), Новороссийско-Лазаревскую ГНО, а также Туапсинскую, вала Шатского и Глубоководной впадины прогнозируемые нефтегазоносные области (НГОП) (Рис.).

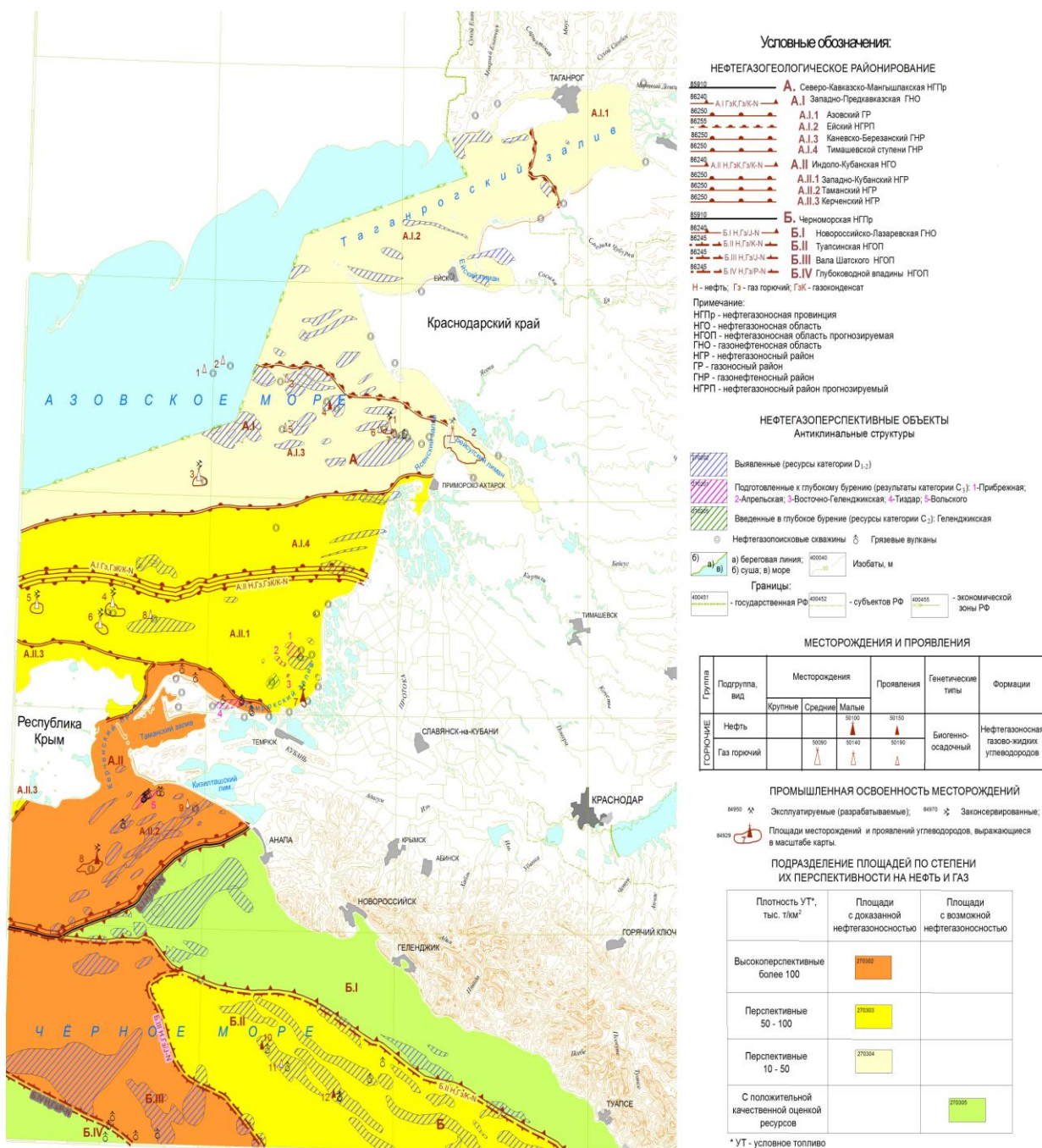


Рис. Схема перспектив нефтегазоносности

Основная часть месторождений и проявлений сосредоточена в Западно-Предкавказской ГНО и Индоло-Кубанской НГО. Три проявления зафиксированы в Туапсинской НГОП. Залежи углеводородов (УВ) в акватории Азова приурочены к нижнемеловым, эоценовым, олигоцен-нижнемиоценовым, миоценовым (караган, сармат, мзотис) образованиям. В Черном море известные месторождения и проявления УВ приурочены к карбонатно-терригенным отложениям миоцена, олигоцена и эоцена. Новороссийско-Лазаревская ГНО, а также Туапсинская, вала Шатского и Глубоководной впадины НГОП на рассматриваемой акватории изучены недостаточно и в настоящее время промышленных объектов УВ сырья пока не имеют.

Большая часть площади листа в пределах российского сектора Азовского и Черного морей относится к распределенному фонду недр. Месторождения открыты в пределах лицензионных блоков ООО «Газпром добыча Краснодар», ООО «НК Приазовнефть» и ГУП РК «Черноморнефтегаз». Освоением месторождений заняты эти же компании.

В *Западно-предкавказской газонефтеносной области* УВ объекты сосредоточены в Каневско-Березанском газонефтеносном районе (ГНР). Здесь выявлено 3 газовых месторождения: Бейсугское, Западно-Бейсугское и Октябрьское. Сосредоточены они на Азовском валу. Первое месторождение относится к средним, остальные к мелким. Бейсугское – эксплуатируется, другие законсервированы.

В *Индоло-Кубанской нефтегазонаосной области* УВ объекты сосредоточены в Западно-Кубанском и Таманском нефтегазонаосных районах (НГР). В первом выделено 3 газовых месторождения (Северо-Керченское, Восточно-Казантипское, Северо-Булганакское) и одно нефтяное (Новое). Во втором – нефтяное месторождение Субботина. В Государственных балансах месторождения Северо-Керченское, Восточно-Казантипское, Северо-Булганакское и Субботина пока не числятся. Достоверных сведений по ним мало. Малые месторождения Северо-Керченское, Новое и Субботина – разведываемые, Восточно-Казантипское и Северо-Булганакское – действующие.

По степени перспективности площадей в акватории выделены: высокоперспективные с плотностью условного топлива (УТ) более 100, перспективные – 50-100 и 10-50 тыс. т/км², а также площади с положительной качественной оценкой ресурсов. Первые две относятся к площадям с доказанной нефтегазонаосностью (Керченско-Таманский и Индоло-Кубанский прогибы), а также к прогнозируемым площадям с очень высокими перспективами (вал Шатского и Туапсинский прогиб),

предпоследняя – к площадям с доказанными средними перспективами газонефтеносности, последняя – с возможными (Восточно-Черноморская впадина и Новороссийско-Лазаревская СФЗ).

Основные перспективы в Северо-Кавказско-Мангышлакской НГП связываются с наиболее изученными Западно-Предкавказской ГНО и Индоло-Кубанской НГО.

В *Западно-Кубанской ГНО* выделяется Азовский газонефтеносный район (ГНР), Ейский нефтегазоносный район прогнозируемый (НГРП), Каневско-Березанский ГНР и Тимашевской ступени ГНР. Наиболее перспективным считается Каневско-Березанский ГНР. В нем разведано 3 газовых месторождения: среднее Бейсугское, малые Западно-Бейсугское и Октябрьское. Бейсугское – разрабатывается. Месторождения и проявления УВ установлены на нескольких стратиграфических уровнях, к числу которых относятся: нижнемеловой, эоценовый, олигоцен-нижнемиоценовый, миоценовый (сармат, мэотис, понт). Все они характеризуются наличием газовых скоплений, в отложениях нижнего мела возможен газоконденсат. Основная масса известных залежей локализована в сводах антиклинальных структур. Необходимо обратить особое внимание и на возможное выявление залежей газа в неантиклинальных объектах по типу месторождения Октябрьского.

В *Индоло-Кубанской НГО* выделяется Западно-Кубанский, Таманский и Керченский НГР. В акватории, в нем разведано 3 газовых и 2 нефтяных месторождения: газовые – Северо-Керченское, Восточно-Казантипское и Северо-Булганакское, нефтяные – Новое и Субботина. Структуры Прибрежная, Апрельская, Восточно-Геленджикская, Тиздар и Вольского подготовлены к бурению. Введена в бурение структура Геленджикская. Месторождения УВ в акватории и на прилегающей суше установлены на нескольких стратиграфических уровнях, к которым относятся: верхнемеловой, палеоцен-эоценовый, олигоцен-нижнемиоценовый и миоценовый. Два нижних стратиграфических уровня характеризуются наличием газовых скоплений. Нефтегазовые и нефтяные проявления тяготеют к более молодым отложениям и размещаются на олигоцен-миоценовых стратиграфических уровнях. В лиманно-плавневой зоне в последние годы в чокракских отложениях открыты Чумаковское, Восточно-Чумаковское, Песчаное нефтяные месторождения и газоконденсатное месторождение ЮМГ. В прибрежной части акватории в 2007 году открыто нефтяное месторождение Новое. Основная масса известных залежей углеводородов локализована в сводах антиклинальных структур, выступающих в роли структурных ловушек, возможно выявление залежей газа в неантиклинальных объектах.

Основные перспективы в Черноморской провинции связываются с Туапсинской и вала Шатского НГОП. Менее перспективными пока считаются Новороссийско-Лазаревская ГНО и Глубоководной впадины НГОП.

В *Туапсинской и вала Шатского НГОП* месторождений пока не выявлено. Реальные перспективы могут иметь выявленные здесь по геофизическим данным многочисленные структуры, проявленные на среднеюрском, верхнеюрско-нижнемеловом, верхнемеловом, палеоцен-эоценовом, олигоцен-нижнемиоценовом и неогеновом возрастных срезах. Положительные пликативные структуры выступают здесь в качестве структурных ловушек для локализации и скопления УВ. Выявлены и неантиклинальные ловушки нескольких типов связанные с верхнеюрско-нижнемеловым, олигоцен-нижнемиоценовым, миоценовым и плиоценовым комплексами.

Перспективы поисков залежей УВ на валу Шатского связываются с антиклинальными ловушками в мезозойских осадочных и вулканогенно-осадочных комплексах. Коллекторы, по материалам суши, могут быть как порово-гранулярного, так и трещинного типа. Залежи могут быть заключены в рифовых известняках.

Ближайшие перспективы связаны со складками Туапсинского прогиба, как правило, сильно сжатыми, с большим количеством взбросо-надвигов и возможными срывами по доолигоценному комплексу. На сводах некоторых складок зафиксированы микропризнаки нефти в новозвксинских осадках. Данных о коллекторах по Туапсинскому прогибу нет. Можно лишь предполагать, что в существенно глинистом разрезе мощностью до 5 км присутствуют песчано-алевритовые горизонты.

В будущем, возможно, будут перспективны и природные газогидраты Черного моря. На конусе выноса Кубани сейсмозаписи отображают аномалии типа BSR. Приурочены они к образованиям квартера. Предполагается, что значительная часть аномалий типа «яркое пятно» обязана своим происхождением залежам газогидратов.

В *Новороссийско-Лазаревской ГНО*, у побережья находится законсервированные Дообское и Прасковеевское месторождения газа. Полноценная оценка прогнозных ресурсов по суше южного склона Северо-Западного и Западного Кавказа не проводилась. На морском продолжении перспективных для поисков объектов пока не выявлено.

В *Глубоководной впадины НГОП* месторождений не выявлено, не пробурено и ни одной нефтегазопроисковой скважины. Хотя мощности возможно перспективных осадочных образований здесь значительны. Майкопские отложения глубоководной **Геленджик, 27 -31 мая 2019 г.**

впадины Черного моря могли продуцировать большой объем УВ. Перспективны приграничные участки Восточно-Черноморской впадины и вала Шатского.

Таким образом, в комплексе нефтегазоконтролирующих факторов важнейшими здесь являются литологический, стратиграфический и структурный. Месторождения, открытые на площади морской части листа и на прилегающей к акватории суше, связаны с брахиантиклинальными складками, залежи многопластовые, сводовые, структурно-литологические и структурно-стратиграфические. На морской части листа выявлено более ста тридцати локальных структур в палеозойских, мезозойско-кайнозойских отложениях, присутствуют и неантиклинальные объекты (клиноформы, области срезания пластов, палеодолины рек и т.д.). Весьма благоприятным фактором является литологическое строение разреза от девона до неогена включительно, которое характеризуется чередованием горизонтов-коллекторов с флюидоупорами. Большая часть залежей в Азовском море сосредоточена в нижнемеловых, эоценовых, олигоцен-нижнемиоценовых и миоценовых образованиях, в Черном море – в эоценовых, олигоценных и миоценовых. При наличии огромного объема нефтематеринских пород и возможности формирования структур-ловушек различного типа, выявление новых объектов определяется детальностью и глубиной исследований, качеством геофизических работ и совершенством методик их интерпретации.

В связи с вышеизложенным, реальные перспективы имеют Индоло-Кубанская НГО и Западно-Предкавказская ГНО. Перспективны, уже в ближайшем будущем, Туапсинская и вала Шатского НГОП. Новороссийско-Лазаревская ГНО и Глубоководной впадины НГОП имеют пока отдаленные перспективы.

Шевцова Н.Т., Круглякова Р.П. (АО «Южморгеология»)

Включение геохимической съемки в комплекс геолого-геофизических работ на нефть и газ на акваториях (опыт работы АО «Южморгеология»)

Геохимическая съемка проводится на различных этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ с целью прогноза и оценки перспектив нефтегазоносности на основе изучения закономерностей пространственной изменчивости и природы геохимических полей. Основная задача геохимической съемки - поиск прямых признаков нефтегазоносности недр в поверхностных природных объектах. Геохимические работы не требуют больших затрат и, как правило, проводятся параллельно с геофизическими или следует за ними.

Газо-геохимическая съемка в практике «Южморгеологии» проводится в двух вариантах – по поверхностным донным осадкам и морской воде. Для поднятия проб донных осадков используются гравитационный трубки и дночерпатели, для поднятия коренных пород – драги. Точки пробоотбора в основном распределены по линиям геофизических профилей. На борту судна проводятся экспресс-аналитические исследования - определение водородного показателя (рН), окислительно-восстановительного потенциала (Eh) и температуры донных осадков, извлечение газовой фазы из донных осадков методом фазового равновесия, хроматографический анализ УВ и постоянных газов, отбор проб для дальнейших исследований в стационарных лабораториях (люминесцентно-битуминологический метод и метод Rock-Eval, флуоресцентные исследования экстрактов битумоидов, газохроматографические исследования экстрактов битумоидов, анализ нефтяных компонентов, гранулометрический анализ, минералогические исследования).

Непрерывная гидрогазовая съемка проводится совместно с комплексом геофизических исследований с помощью разработанных в «Южморгеологии» аппаратно-аналитических комплексов «Мустанг» и «Лакмус». Метод основан на измерении содержания углеводородных газов, извлеченных из морской воды посредством дегазатора, входящего в состав комплекса, методом газовой хроматографии. Полученные геохимические данные статистически обрабатываются с учетом литологического типа донных отложений. Выделяются фоновые и аномальные значения разной контрастности для каждого параметра, составляются площадные схемы распределения и распределения по профилям в сопоставлении с сейсмоакустическими и сейсмическими разрезами, графиками аномалий магнитного поля и поля силы тяжести. Для каждой станции опробования с учетом всего объема проведенных геохимических исследований дается интегральная характеристика

Геленджик, 27 -31 мая 2019 г. 163

вероятностной перспективой нефтегазоносности.

1. Комплексная интерпретация данных газо-геохимической съемки с геолого-геофизическими данными позволяет установить корреляционные связи газогеохимических параметров со структурно-тектоническими элементами осадочного чехла, «привязать» аномалии углеводородных газов к сейсмоакустическим аномалиям верхнего осадочного чехла по данным НСАП (к газонасыщенным осадкам, акустическим аномалиям типа «яркое пятно», BSR и др.), к сейсмическим аномалиям осадочного чехла и аномалиям естественных полей; к глубинным разломам, зонам трещиноватости и разуплотнения, локальным поднятиям и др..

2. АО «Южморгеология» в рамках ГК №№ 24/01/70-310, 36/01/70-26 и 04/18/82 (с 2007 по 2017 г.г.) провела комплексные работы в Енисейском заливе.

3. Были выполнены следующие объемы работ: МОВ ОГТ 2Д – 2185 км (9 профилей), высокоточная гравиразведка и магниторазведка- 2755 км, НСАП - 875 км, геохимический отбор проб – 150 станций, НГТП – 875 км (рис).

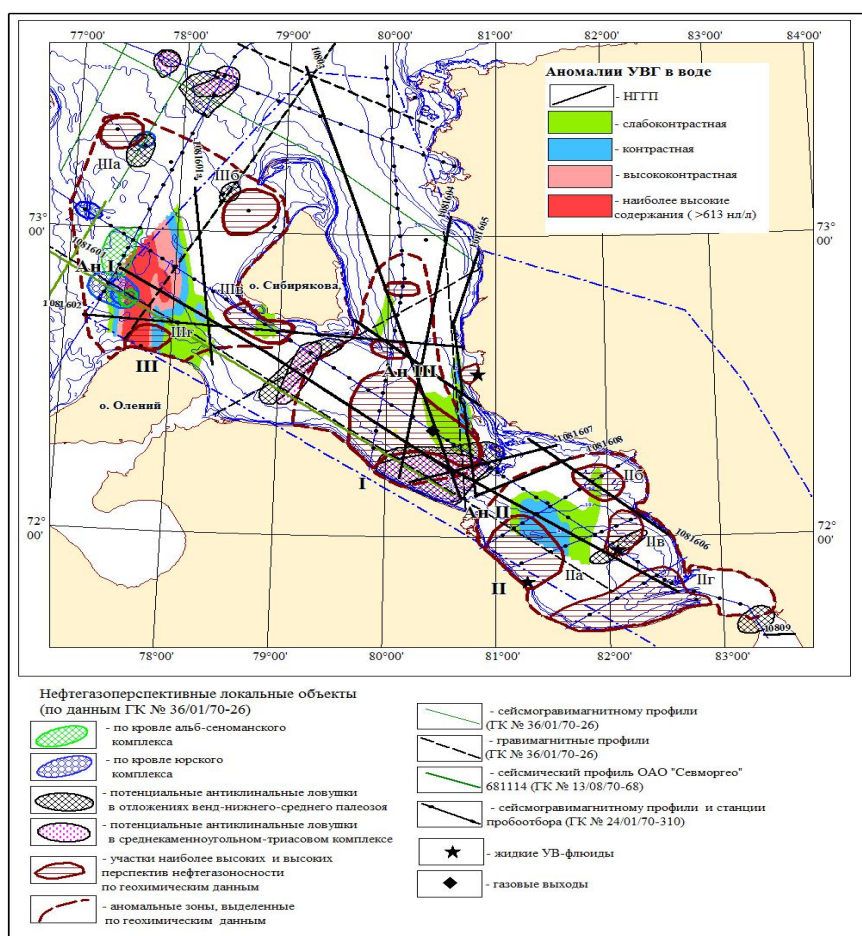


Рис. Схема районирования вероятности перспектив нефтегазоносности по геохимическим данным Енисейского залива Карского моря (донный пробоотбор ГК № .24/01-70-310 и НГТП ГК № 04/18/82)

Районирование перспектив нефтегазоносности акватории залива выполнено по результатам всех видов исследований, проведенных на данной территории.

По результатам геохимических исследований донных осадков выделены участки средней, высокой и наиболее высокой вероятности перспектив нефтегазоносности, объединенные в три группы центральную (I), южную (II) и северо-западную (III). Правомерность выделения этих зон подтверждена данными проведенного гидрогазопрофилирования.

Центральная зона (I). Основным критерием выделения этой зоны служит обширная смешанная (биохимические и миграционная) аномалия метана. Преимущественно миграционный характер этой аномалии подтверждается наличием в зоне аномалий гомологов метана, микронефтепроявлений, экстремально высоких содержаний в донных осадках углекислого газа, локальных участков повышенных содержаний УВГ в морской воде (Ан III).

Участок расположен в зоне развития потенциальных антиклинальных ловушек с перспективными рифейско-палеозойскими отложениями, входящими в Лескинскую ЗВНГН. Над локальными структурными ловушками палеозойской части разреза в морской воде отмечена газовая аномалия метана (Ан III), которая совпадает с локальным газовым выходом.

Южная зона (II) состоит из трех локальных аномалий метана, в контуре они формируют фрагменты кольцевой аномалии (IIa, IIб, IIв), южнее расположена слабоконтрастная аномалия метана IIг. Аномалии метана преимущественно миграционного типа. На двух станциях зафиксированы жидкие УВ-флюиды. В зоне проявлена гидрогазовая аномалия Ан II, высококонтрастная газовая аномалия в морской воде расположена над метановыми аномалиями в донных осадках IIa и IIб.

Южная зона (II) приурочена к Южно-Лескинской ЗВНГН с перспективными рифейско-нижнекембрийскими отложениями. Территориально зона окружена структурами 1-2 порядка: Лескинский мезовал, Нижнепуринский мезовал, частично расположена над Южно-Лескинским валом.

Северо-западная зона(III) перспектив нефтегазоносности по геохимическим данным расположена вблизи о. Сибирякова в северо-западной части Енисейского залива. Четыре локальных контрастных аномальных участка (IIIa, IIIб, IIIв, IIIг) формируют кольцевую аномалию. В этой зоне проявлена наиболее контрастная гидрогазовая аномалия Ан I. Северо-западная аномальная зона приурочена к ЗВНГН

выступа Урванцева с перспективными рифейско-нижнекембрийскими отложениями, совпадает с Северо-Западной ЗВНГН мезозойских отложений.

Группа аномалий III соответствует классической кольцевой аномалии гравитационного поля, локальные аномалии углеводородов расположены по периферии кольцевой аномалии dG (по данным ГОНГ).

ЗВНГН по палеозойским отложениям выступа Урванцева, занимает небольшую часть перспективной геохимической зоны, сюда попадают 2 перспективные антиклинальные ловушки рифей-нижнекемерийского возраста. По кровле берриас-барремского комплекса нижнего мела в этой зоне выделены 4 перспективных локальных объекта.

Наиболее вероятно, что источниками углеводородов, обнаруженных в приповерхностном слое донных осадков и морской воде служат мезозойских отложениях, что подтверждается результатами качественного AVO-анализа волнового поля. Отмечена связь газо-геохимических аномалий с гравитационными и магнитными аномалиями. В более общем плане все геохимические аномалии расположены в градиентной зоне региональных аномалий силы тяжести и положительных аномалий регионального магнитного поля.

Таким образом, по комплексу газогеохимической съемки по водной толще и поверхностным донным осадкам в Енисейском заливе выделены три локальных участка с аномально высокими геохимическими показателями. Аномалии приурочены к ЗВНГ выступа Урванцева, Лескинсой и Южно-Лескинской с перспективными рифейско-нижнекембрийскими отложениями и к выделенным локальным поднятиям. На акватории Енисейского залива по геохимическим исследованиям высокомолекулярных углеводородов на трех станциях зафиксированы проявления жидких УВ-флюидов, на одной станции – естественный газовый выход. Наиболее контрастная аномалия I по гидрогазосъемке, вероятно, связана с мезозойскими отложениями, где зафиксированы AVO-аномалии волнового поля.

Газогеохимические исследования показывают высокую перспективность на нефть и газ акватории Енисейского залива, наиболее высокой вероятностью перспектив по газогеохимическим показателям характеризуется южная часть залива. Работы показали высокую информативность геохимических методов поисков углеводородов в комплексе с геофизическими работами.

Сокращения: НСАП - непрерывное сейсмоакустическое профилирование, НГТП непрерывное гидрогазопрофилирование, ЗВНГН – зоны вероятного нефтегазонакопления.