

Проект направлен на создание эффективной технологии построения региональных стратиграфических моделей малоизученных осадочных бассейнов Арктики с использованием данных морских малоуглубинных скважин и априорной геологической информации, позволяющей снизить геологические риски и неопределенности в морях российской Арктики, связанные, в первую очередь, с отсутствием прямых данных по возрастному диапазону и составу отложений осадочного чехла, наличием в нем элементов нефтегазовых систем. Технология включает в себя выполнение сопутствующих морских геофизических работ, бурения скважин с российского бурового судна и выполнение комплексных лабораторных исследований с применением инновационных подходов. В ходе проекта в 2020 году были пробурены самые северные геологические скважины на шельфе Западной Арктики — на севере Карского моря, а в 2021 году — на шельфе Восточной Арктики — в море Лаптевых (рисунок 1).



Рисунок 1 – Районы работ в 2020–2021 годах

Бурение стратиграфических скважин в обозначенных северных акваториях было проведено впервые в истории арктических исследований.

Полученные в ходе проекта технологические наработки 2020–2021 гг. позволили продолжить работу в 2022–2023 годах в более сложных по климатическим, ледовым и отличным по геологическим условиям морях Восточно-Сибирском и Чукотском. Разработаны новые технологии и подходы к реализации сейсмоакустической съёмки, бурения скважин и их геофизического исследования, а также комплексирования методик лабораторных исследований.

Отобранный в процессе выполнения работ керновый материал является источником важнейшей информации к познанию недр, в том числе с целью поиска месторождений нефти и газа. Отбор керна и последующие современные лабораторно-

аналитические исследования позволяют установить возраст отложений, их литолого-фациальный состав, условия формирования, характер и степень вторичных преобразований. В результате дается обоснованный прогноз наличия и характеристик элементов углеводородных систем в осадочном чехле (нефтегазоматеринских толщ, пород-коллекторов, флюидоупоров) и прогноз нефтегазоносности бассейна в целом. Все полученные геологические данные будут использованы для актуализации геологических моделей и уточнения ресурсной базы Арктики.

Результаты работ показывают, что при сравнительно невысоких затратах в сравнении с бурением глубоких скважин, применение стратиграфического бурения позволяет получить важнейшую информацию о возрасте, составе, фильтрационно-ёмкостных и геохимических свойствах пород и, таким образом, существенно снизить геологические неопределённости (до постановки поискового бурения).

Комплексирующее материалов сейсморазведки и скважинных данных позволяет провести актуализацию сейсмогеологической и бассейновой моделей, и, как результат, уточнить программу дальнейших геологоразведочных работ, выбрать первоочередные нефтегазопоисковые объекты.

Опыт, наработанный в процессе выполнения работ, позволяет создать основу для развития технологий эффективного изучения арктического шельфа и повысить эффективность геологоразведочных работ в целом.

Район работ 2020 года находится в пределах Северо-Карского участка недр федерального значения, расположенного в северо-восточном секторе Карского моря. В его пределах пробурено 10 малоглубинных стратиграфических скважин глубиной от 23 до 90 м, общей глубиной по грунту 522 м (см. рисунок 1). Из скважин отобран керн общим объемом 312 м.

Район работ 2021 года расположен в пределах Анисинско-Новосибирского участка недр федерального значения в северо-восточной части шельфа моря Лаптевых. В его пределах пробурено шесть малоглубинных стратиграфических скважин глубиной от 100 до 221 м по грунту, общей глубиной по грунту 837 м с общим выносом керна 416 м (см. рисунок 1).

Информационное сопровождение по подготовке и проведению буровых работ

проводилось с помощью онлайн WEB-приложения «Арктик-Монитор» (рисунок 2), разработанного ПАО «НК «Роснефть».

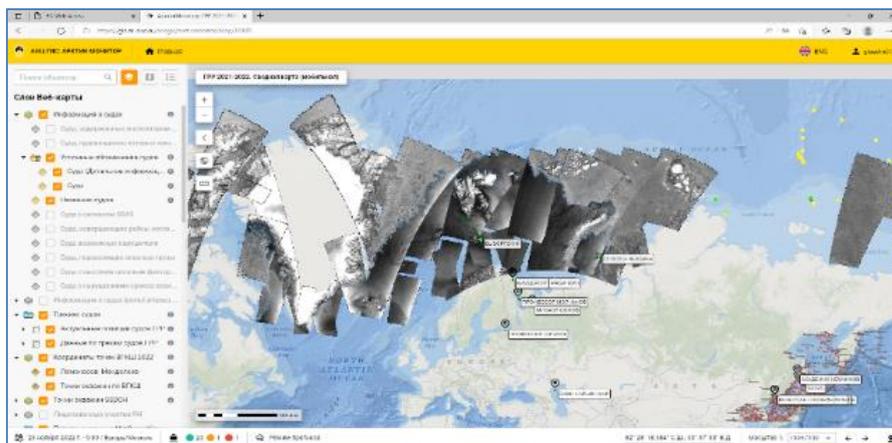


Рисунок 2 – Сводная мобильная карта системы «Арктик Монитор»

Приложение позволяет собирать в «одной точке» данные из различных источников: как корпоративных, так и общедоступных. Данные могут быть как статические (границы работ, районы ограничений производства работ, месторасположение объектов проекта, координаты бурения, лицензионные участки), так и обновляемые в реальном времени или периодически (положение судов, информация по положению дрейфующих ледовых объектов на которые установлены радиобуи, ледовая обстановка, текущая, прогнозная и ретроспективная метеобстановка, космическая съемка). Полученные данные позволяют определить безопасные точки и период для проведения геологоразведочных работ.

Бурение морских малоуглубинных стратиграфических скважин и геофизические исследования выполнялись с НИС «Бавенит» (рисунок 3), которое является одним из самых оснащенных инженерно-геологических судов в РФ.

Судно способно выполнять бурение стратиграфических скважин на глубину до 500 метров по грунту при глубинах воды до 1200 метров (с применением комбинированной колонны из стальных и алюминиевых труб).

В ходе реализации проекта проведена доработка технологии буровых работ, предусматривающая установку на НИС «Бавенит» буровой системы «Piggy Back», что позволило осуществлять комбинированное бурение скважины. Для увеличения скорости проходки в скальных породах использовалась дополнительная высокоскоростная буровая установка, которая устанавливается над вертлюгом

основной буровой, что позволило выполнять буровые операции внутри стандартной колонны API внутренним диаметром 127 мм.



Рисунок 3 – НИС «Бавенит»

Для привязки сейсмических данных и последующей их интерпретации должно выполняться вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП) и каротаж. В то же время диаметр стратиграфических скважин не позволяет использовать для геофизических исследований стандартные зонды. Оптимальной альтернативой классическим методам скважинных исследований (ВСП и термометрии) являются оптоволоконные системы регистрации, основанные на принципе DTS и DAS.

Инновационным подходом настоящих работ можно считать адаптацию технологии DAS к условиям нестационарных условий возбуждения сигнала и регистрации: буровое судно удерживалось на точке бурения с помощью системы динамического позиционирования, пространственные сдвиги которого в процессе «отстрела» скважины негативно влияют на регистрируемый материал ВСП. В то же время, несмотря на данный осложняющий фактор, системы регистрации данных DTS и DAS показали, что оптоволоконные технологии, во всех смыслах (экономическая рентабельность, технические особенности спускоподъемных операций и т.д.) для данного вида работ являются безальтернативными.

Точки заложения скважин выбирались в зоне неглубокого залегания коренных пород таким образом, чтобы вся их совокупность в пределах региона освещала максимально широкий стратиграфический диапазон, при этом корреляция горизонтов от скважины в бассейн была однозначной.

Разработано два подхода к выбору местоположения скважин (рисунок 4):

- «одна скважина — один интервал» — при наличии неопределенности в положении горизонтов скважина закладывается в середине исследуемого интервала;
- «одна скважина — несколько интервалов» — при уверенной корреляции

горизонтов скважина закладывается в районе границы комплексов.

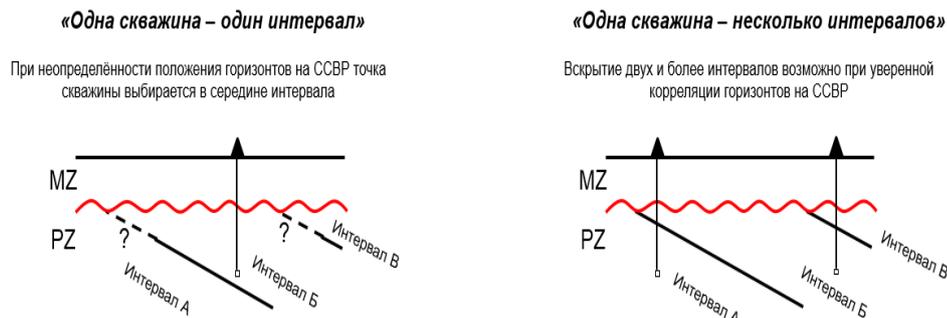


Рисунок 4 – Методические подходы к выбору местоположения скважин

Наиболее эффективным подходом для выбора точек малоглубинных скважин является отбор керн непосредственно в районе границы сейсмогеологических комплексов. Это позволяет определить возраст сразу двух целевых горизонтов, а также оценить длительность перерыва осадконакопления или размыва в случае несогласного залегания. В этой связи необходимо максимально точно определить положение скважины в разрезе и выполнить её стратиграфическую привязку.

Данная задача решалась путём выполнения высокочастотной сейсмоакустической съёмки в районе выхода на дно целевых геологических горизонтов (рисунок 5).

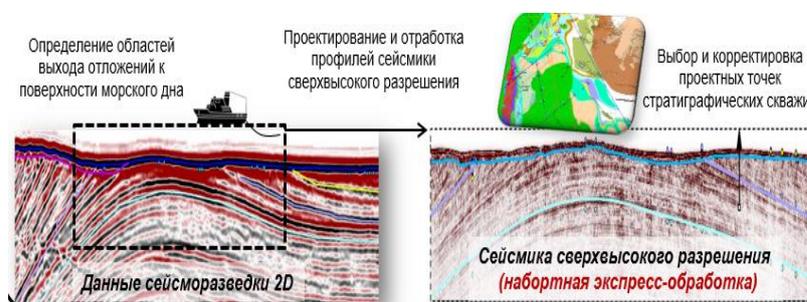


Рисунок 5 – Схематичное изображение технологии реализации инженерно-геофизической съёмки

В ходе реализации проекта была разработана методика комплексных аналитических исследований керн, которая направлена на повышение достоверности прогноза перспектив нефтегазоносности разновозрастных осадочных бассейнов Арктики. При этом были учтены российские и международные нормативные документы.

Авторами предложен комплекс аналитических исследований керн с целью стратификации разрезов, выявления условий формирования отложений, определения

их литолого-геохимических и петрофизических характеристик для детального, на принципиально новом уровне, уточнения геологических моделей Арктики.

Разработанная методика позволяет получить максимальный набор необходимой информации, в первую очередь для стратиграфического расчленения разрезов, а также выявления в них элементов углеводородных систем (нефтегазоматеринских пород, коллекторов и флюидоупоров). В целом, было выделено четыре основных блока работ (рисунок 6): стратиграфический, литологический, петрофизический и геохимический. В каждом блоке работ определены ключевые для задач проекта исследования. Все блоки исследований направлены на получение всесторонней характеристики разных стратиграфических комплексов и для увязки с другими результатами региональных исследований, в первую очередь с данными сейсморазведки.



Рисунок 6 – Блок-система аналитических исследований ядра малоуглубленных стратиграфических скважин

Для каждого блока аналитических исследований стояла задача показать, какую информацию для расчленения разреза можно получить, какое количество образцов необходимо для этого и с какой частотой они должны быть отобраны, какая точность исследований и интерпретации будут достаточны для решения задачи разделения общего разреза на толщи. Последовательность действий и решаемые задачи каждой группой методов приведены ниже (рисунок 7).

По мере поступления нового ядра, в зависимости от его состава, физико-химических свойств и других особенностей, методические рекомендации адаптировались и совершенствовались под рассматриваемый регион. В рамках работ были представлены методики и приведены примеры оборудования, которое может быть использовано для исследований. Создана многофункциональная команда

специалистов, решающих задачи оперативного стратиграфического анализа. Все материалы собраны в единую цифровую базу, в которой отражены результаты текущих исследований и ретроспективных работ предшественников.

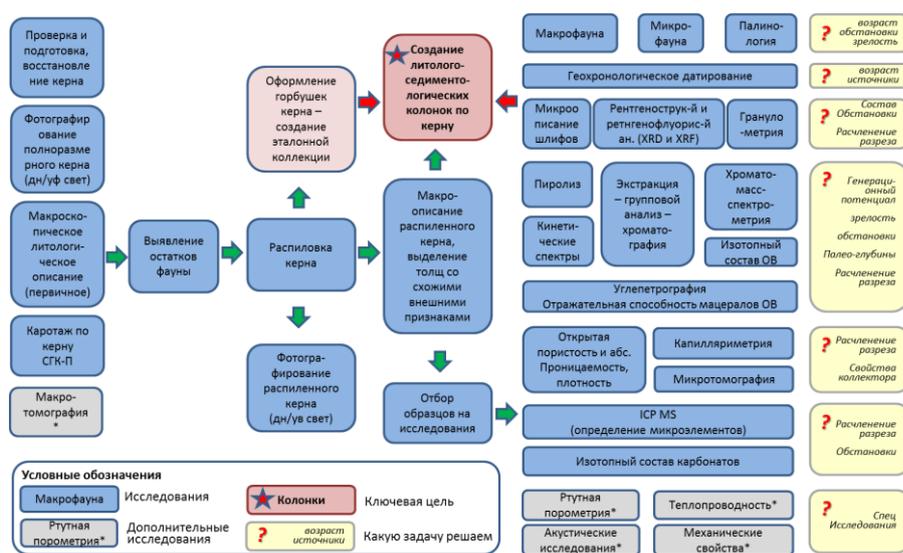


Рисунок 7 – Разработанный комплекс аналитических исследований для проведения стратиграфического расчленения разреза

В результате выполнения работ впервые удалось обосновать стратиграфический диапазон ранее не изученных бурением крупных осадочных бассейнов российского арктического шельфа.

**Карское море (северный сектор).** Для основной части терригенно-карбонатного разреза чехла Северо-Карского бассейна, общей мощностью до 10–14 км, получены датировки в стратиграфическом интервале верхнего кембрия — верхнего девона. Палеозойский интервал с угловым несогласием перекрыт маломощным, до первых десятков-сотен метров, чехлом терригенных отложений, датированных в интервале среднего триаса — нижнего мела.

По результатам аналитических (геохимических) исследований классических нефтегазоматеринских толщ в разрезе скважин выделено не было. Однако при этом в образцах пород были зафиксированы миграционные битумоиды, что подтверждает предположение о миграции углеводородов по разрезу. Согласно результатам исследований, экстракты из пород в разрезах стратиграфических скважин формировались из органического вещества, накопленного в мелководно-морских или континентальных обстановках осадконакопления. Таким образом, на основе фактических данных впервые показана работа нефтегазовой системы бассейна в

геологическом прошлом.

**Море Лаптевых (северо-восточный сектор).** Наиболее древними из вскрытых скважинами являются деформированные нижнемеловые (верхнебарремские-нижнеаптские) толщи складчатого основания бассейна. На нижнемеловых породах со значительным перерывом в объеме позднего апта — позднего мела и угловым несогласием залегает основной комплекс отложений чехла мощностью на изученном участке до 15 км, датированный в интервале нижний палеоцен — плейстоцен.

По результатам геохимических исследований впервые обосновано выделение мел-палеогеновых отложений с повышенным содержанием органического вещества (ОВ), которые могут являться нефтегазоматеринскими толщами. Накопление ОВ происходило в мелководно-морских и прибрежно-морских обстановках осадконакопления. Образцы пород мелового возраста (складчатое основание бассейна) содержат ОВ высокой степени преобразованности и находятся в главной зоне нефтегазообразования (ГЗН), а породы палеогенового возраста (осадочный чехол) содержат ОВ низкой степени преобразованности (до ГЗН). Более высокая степень их зрелости предполагается в наиболее погруженных участках исследуемого региона. Соответственно, впервые на основе фактических данных показано наличие НГМТ (для раннемелового складчатого основания) и потенциальных НГМТ (для кайнозойского чехла), что существенно расширяет стратиграфический диапазон прогнозируемой нефтегазоносности бассейна и повышает его перспективы в целом.

Полученные данные бурения будут использованы для построения достоверных геологических моделей нефтегазоносности исследуемых бассейнов.

Анализ данных сейсмоакустической съемки сверхвысокого разрешения, полученных в рамках проекта, впервые позволил установить проявление плейстоценовых гляциодислокаций в плиоцен(?)–плейстоценовых, миоценовых и палеоценовых отложениях северо-восточного шельфа моря Лаптевых (ранее известных только Новосибирских островах), что позволяет существенно расширить ареал последнего покровного оледенения.

Реализуемая программа малоглубинного стратиграфического бурения является одной из ключевых вех геологических исследований арктического шельфа. Впервые

получаемые данные по возрасту и составу осадочного чехла имеют не только уникальное фундаментально-научное, но и первоочередное прикладное значение для дальнейшего освоения российской Арктики, включая вопросы тектоники, стратиграфии, нефтегазоносности и четвертичной геологии.

Успешная реализация программы стратиграфического бурения ПАО «НК «Роснефть» в 2020-2021 гг. в морях Карском и Лаптевых послужила основанием для постановки по инициативе Роснедра в 2022 г. бурения в Восточно-Сибирском море первой в истории скважины в рамках программы по обоснованию внешней границы континентального шельфа (ВГКШ) РФ.

Реализация проекта позволит сэкономить порядка 15 млрд руб. при поисках месторождений УВ в районах работ за счет большей вероятности успешного бурения.

Реализация стратегии ПАО «НК «Роснефть» в Арктике позволит развиваться и другим отраслям, в т.ч. будет способствовать развитию Северного морского пути (СМП). Начало освоения месторождений УВ вдоль трассы СМП создаст необходимые береговые и морские транспортные и портовые элементы инфраструктуры для всего региона. Развитие производственной и социальной инфраструктуры в труднодоступных северных регионах привлечет, в свою очередь, большое количество человеческих ресурсов, что позволит стабилизировать численность населения северных субъектов РФ путем создания дополнительных рабочих мест и привлечения к деятельности представителей коренных малых народов. В результате появятся новые населенные пункты с современной инфраструктурой, увеличится население существующих. Появится импульс к развитию программ строительства жилья, создания социально-бытовой и спортивно-оздоровительной инфраструктуры здравоохранения, культуры, образования в населенных пунктах, что позволит положительно воздействовать, как на экономику, так и на социальную сферу арктических территорий.

Освещение в СМИ тематики освоения арктических территорий и популяризация государственной политики освоения ресурсов УВ на шельфе повысит престиж соответствующих профессий и усилит положительный психологический фон в обществе по отношению к северным регионам и местному населению.