

Ишков А. В., бакалавр

Санкт-Петербургский Государственный Университет

Россия, г. Санкт-Петербург

Горбач Д. А., бакалавр

Санкт-Петербургский Государственный Университет

Россия, г. Санкт-Петербург

**ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕНОСНОСТИ РАЙОНА
ЕНИСЕЙСКОГО ЗАЛИВА НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА ГЕОЛОГО-
ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПО ПРОГРАММЕ БАССЕЙНОВОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ (3D ВАРИАНТ)**

Анотация: Нефтегазовый потенциал арктических морей России давно вызывает интерес у нефтегазодобывающих компаний, но труднодоступность региона и слабая изученность не позволяет вести добывающие работы. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Енисейского залива активно изучается с целью прослеживания в акватории структур, уже выделенных на обрамляющей залив суше. На основе анализа последних сейсмических исследований и применения 3D бассейнового моделирования осуществляется прогноз нефтегазоносности региона.

Ключевые слова: нефть, геология, геофизика, сейсморазведка, бассейновое моделирование, Енисейский залив.

Annotation: The oil and gas potential of the Arctic seas of Russia has been attracted interest of oil and gas companies for long time, but still the inaccessibility of the region and lack of knowledge does not allow mining. The Yenisei Gulf nowadays is an object of active geological and geophysical researches. The aim of this studies is tracing under water geological structures, similar to those that surround

the gulf, and estimating of gulf's hydrocarbon potential. Based on results of recent seismic researches and 3D basin modelling, presence of oil and gas is predicted.

Key words: oil, Geology, Geophysics, seismic exploration, basin modeling, Yenisei Bay.

Нефтегазовый потенциал арктических морей России давно вызывает интерес у нефтегазодобывающих компаний, но труднодоступность региона и слабая изученность не позволяет вести активные добывающие работы. Одним из объектов, на которые сейчас нацелено внимание специалистов нефтегазовой отрасли, является Енисейский залив.



Рис.1 Расположение участка работ, с заданными маршрутами и номерами профилей

Основания и предпосылки проявления нефтеносных залежей

Западный берег Енисейского залива примыкает к Гыданской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, в пределах которой на западной части Гыданского полуострова открыты крупные

газовые, газоконденсатные месторождения – Ямбургское, Юрхаровское, Исходненское и другие нефтегазоконденсатные месторождения – Утреннее, Геофизическое [2].

На восточном отроге Гыдана полуострове Мамонта известно Дерябинское газоконденсатное месторождение. Промышленные запасы конденсата, газа, нефти на всех перечисленных месторождениях приурочены к терригенным отложениям мезозойского (юра-мел) возраста. Южная часть Енисейского залива располагается в пределах Усть-Енисейской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции с известными месторождениями – Мессояхское, Пеляткинское и другие.

По сообщению И. Глумова [3] начальные суммарные ресурсы Карского моря оцениваются в 52 млрд т. На шельфе Карского моря открыто четыре месторождения, из них три газовые (Русановское, Ленинградское, Харасавейское) и одно нефтяное (Белоостровское). Запасы месторождений-гигантов Русановского и Ленинградского оцениваются каждое по 3 трлн м³ природного газа. Доказана газоносность неоком-апта (Русановское месторождение) и альб-сеномана (Ленинградское месторождение). Отложения нижнего мела, очевидно, нефтеносны, о чем свидетельствуют результаты бурения на о. Белый (из таноппчинской свиты получены газоконденсат и нефть). Перспективными на углеводороды, очевидно, будут отложения юры и среднего-верхнего триаса. Практически все открытые месторождения углеводородного сырья Енисей-Хатангской нефтегазоносной области приурочены к терригенным отложениям мела, в меньшей степени - к средней и отчасти верхней юре.

Отражающие горизонты и сейсмостратиграфические комплексы

Ввиду географической близости и схожести геологического строения, вместо привычного рассмотрения сейсмостратиграфических комплексов всех сейсмических разрезов, ниже будет рассмотрено сечение вдоль опорного профиля 240706 (рис.2).

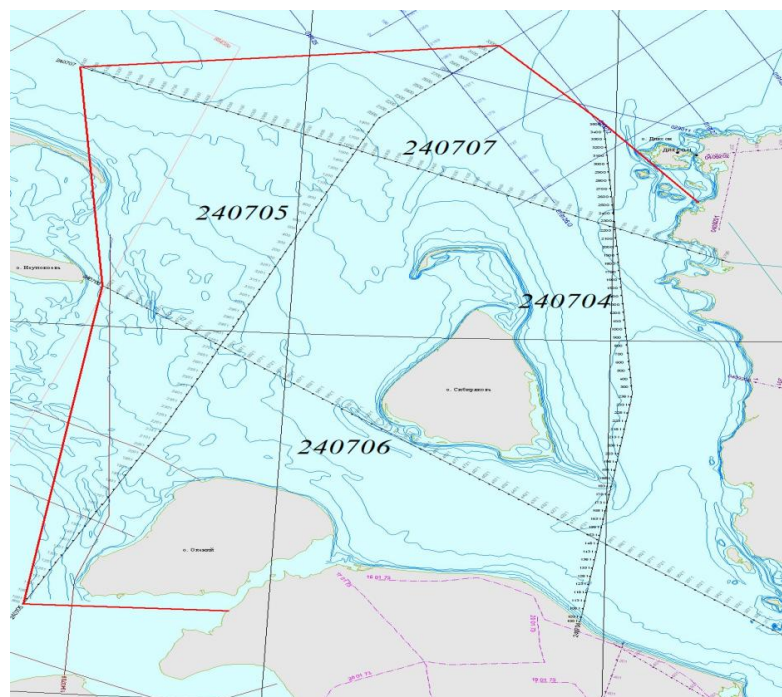


Рис.2 Упрощенная схема расположения профилей

1. Волновая картина *архейского-нижне-среднепротерозойского комплекса* на опорном профиле представлена беспорядочно-хаотичными, прерывисто-точечными отражениями, соответствующими фундаменту - гранито-гнейсовой толще. Кровля фиксируется по выраженному ОГ «Ф»

2. *Верхнепротерозойский-нижне-среднепалеозойский структурный этаж*, мощностью до 4-6 км, залегает на подстилающих образованиях с резким угловым несогласием. Он представлен преимущественно карбонатными и терригенно-карбонатными отложениями, прорванными интрузиями. В разрезе верхнепротерозойского-нижне-среднепалеозойского структурного этажа выделены следующие сеймостратиграфические комплексы: рифейский; венд-среднекембрийский; верхнекембрийский-ордовикский; силур-нижнедевонский; нижне-среднедевонский; верхнедевонский-нижнекаменноугольный.

Волновая характеристика венд-среднекембрийской и рифейской толщи идентична. В районе пересечения шестого профиля с профилями два, три, четыре для этой толщи характерны субпараллельные, протяженные

отражающие горизонты, фиксирующие слоистое строение карбонатно-терригенной толщи.

Подошва венд-среднекембрийского комплекса фиксируется протяженным, латерально выдержанным отражающим горизонтом XI.

Верхнекембрийский-нижнеордовикский сейсмокомплекс выделен по характерной «полупрозрачной» волновой картине, характерной для пород с массивной текстурой.

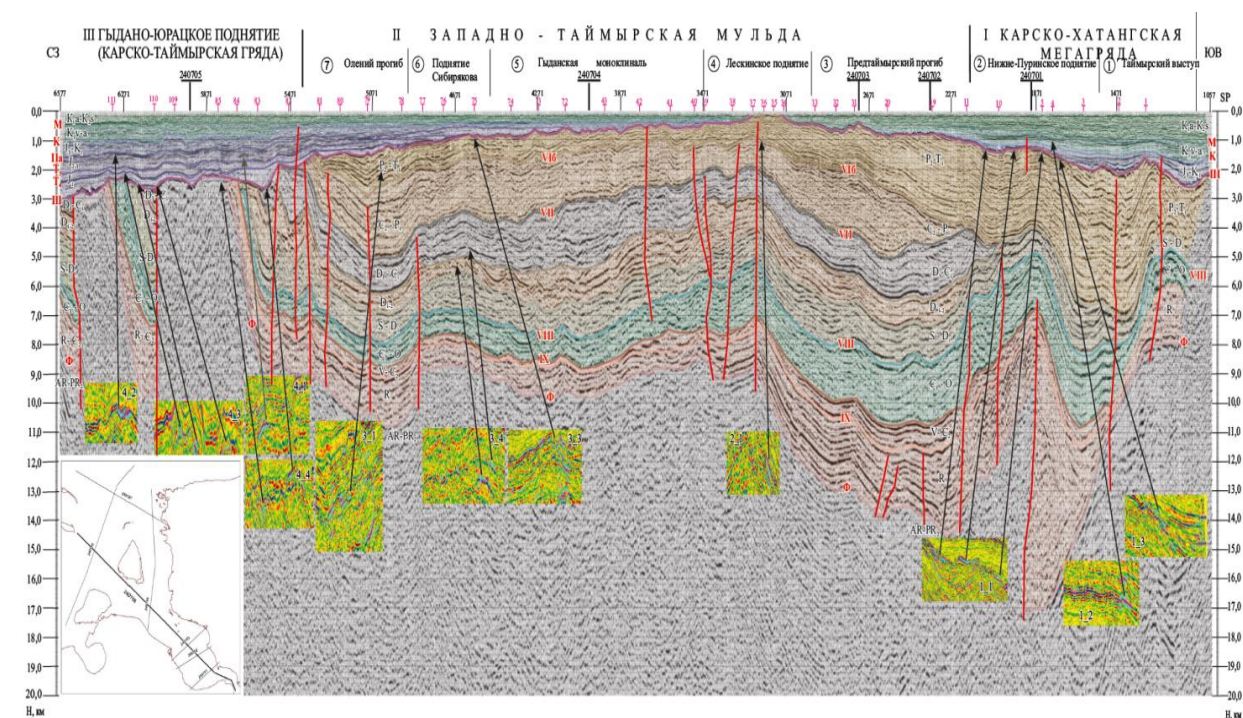


Рис.3 Проинтерпретированный сейсмический разрез [4].

Силур-нижнедевонский сейсмокомплекс и ниже-среднедевонский сейсмокомплекс по волновой картине идентичны. Оба этих комплекса сложены доломитами, доломитизированными известняками, изредка мергелями. Волновое поле характеризуется субпараллельными протяженно-прерывистыми отражающими площадками, отрисовывающими латеральную протяженность карбонатных толщ, осложненную в отдельных местах холмообразными структурами с хаотичной внутренней волновой картиной, характерной для биогермных (органогенных) построек.

Верхнедевонский-нижнекаменноугольный сейсмокомплекс. Этот комплекс венчает карбонатный разрез палеозойской толщи. Кровля этого комплекса характеризуется регионально выдержанным интенсивным отражающим горизонтом, индексируемым цифрой VII. Разрез сейсмокомплекса слагают морские верхнедевонские известняки, доломиты, глинистые сланцы, суммарной мощностью до 800 м. Нижнекаменноугольная толща сложена терригенно-карбонатными породами (с преобладанием последних) с остатками морской фауны с прослоями аргиллитов и глинистых сланцев.

3. *Верхнепалеозойский-нижнемезозойский структурный этаж* слагают терригенные угленосные породы верхнего карбона – нижней перми и вулканогенные верхнепермские нижнетриассовые, общая мощность которых на сопредельных территориях достигает 5-7 км. Отличительной особенностью является наличие в разрезе интрузивных тел, пронизывающих всю толщу палеозойских отложений до триаса включительно и мощных лавовых покровов.

4. *Мезозойский-кайнозойский структурный этаж* изучен по данным сейсморазведки МОВ, МОГТ, глубокого бурения и в настоящее время является одним из основных объектов поисковых работ. Сложен породами средне-верхнего триаса и юрско-мелового комплекса, а также перекрывающими их палеогеновыми (сохранились во впадинах) и четвертичными отложениями.

Суммарная мощность терригенных отложений мезозойско-кайнозойского структурного этажа по данным сейсморазведки в глубоких частях Енисей-Хатангского прогиба достигает 8-10 км, в центральных и западных частях 7-8 км и уменьшается к бортам прогибам и на крупных положительных структурах.

Верхняя часть сейсмопрофиля 240706, ограниченная на разрезе самым верхним сеймостратиграфическим несогласием, отождествляется с наиболее молодым мезозойско-кайнозойским структурным этажом, в полном стратиграфическом объеме составленном терригенными среднетриас-четвертичными отложениями.

В разрезе юрско-меловой толщи под отражающим горизонтом III прослежены в волновом поле горизонты T₄, T₃, IIa, K, M.

В волновой картине юрско-мелового комплекса преобладают тонкослоистые, высокочастотные, пересекающиеся отражающие горизонты, выклинивающиеся в центральной части опорного профиля на триасовой перемычке.

Бассейновое моделирование

Первичная оцифровка данных проводилась в программе Get Data Graph Digitizer, где разрезы были переведены в числовой формат для загрузки в программу бассейнового моделирования PetroMod.

В качестве первичной оценки нефтегазоносности и подбора модели геологической среды, были построены 2D модели.

Для определения нефтегазового окна была построена модель зрелости пород по опорному профилю 240706 (рис.4). Как результат моделирования, потенциальными источниками нефти и газа могут являться толщи, залегающие на глубинах 2000 м – 5000 м, что соответствует породам, которым присвоен индекс D3-C1, C3-P1. Эти толщи могут быть богаты органическим веществом благодаря наличию органических останков и каменных углей соответственно.

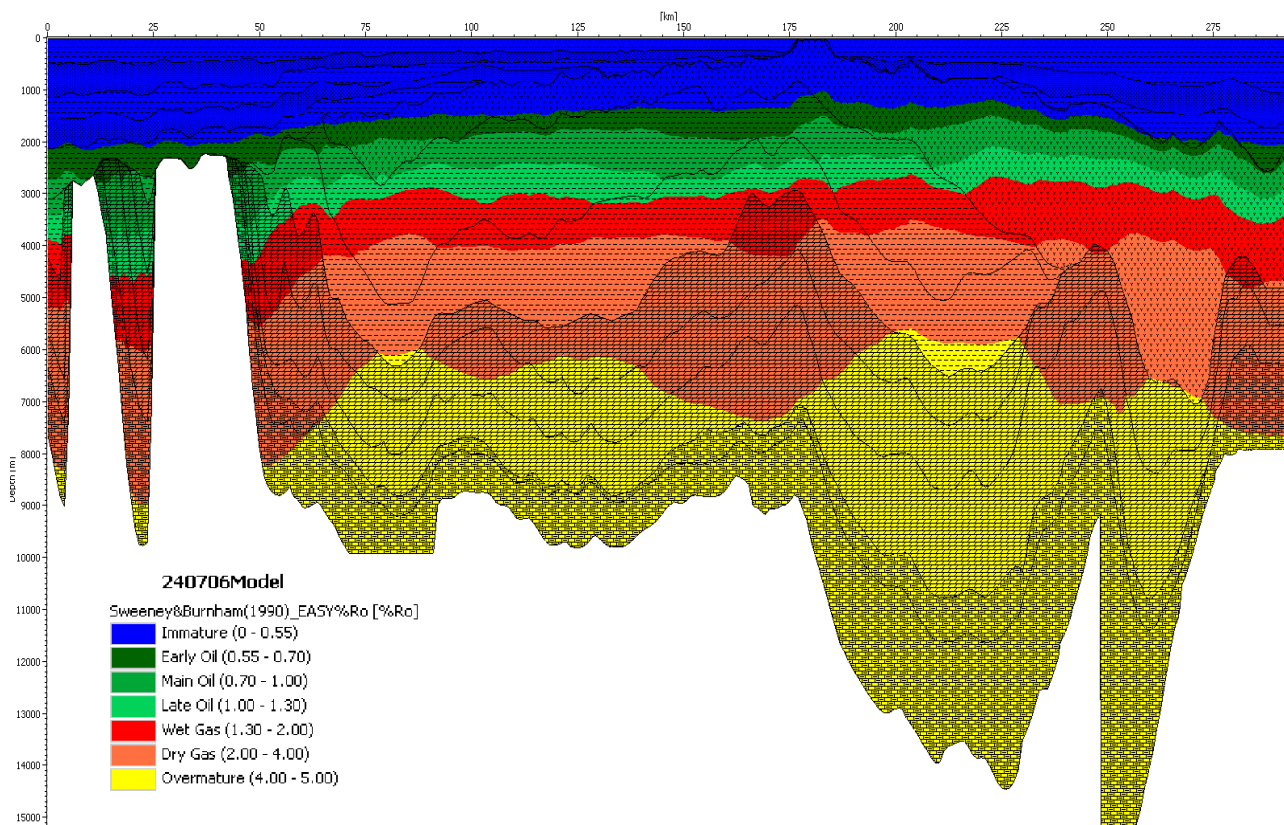


Рис. 4 Модель зрелости пород по профилю 240706

Синий – недогретые породы, Светло-темно зеленый – стадии образования нефтей, Красный – жидкий газ, Оранжевый – сухой газ, Желтый – перегретые породы.

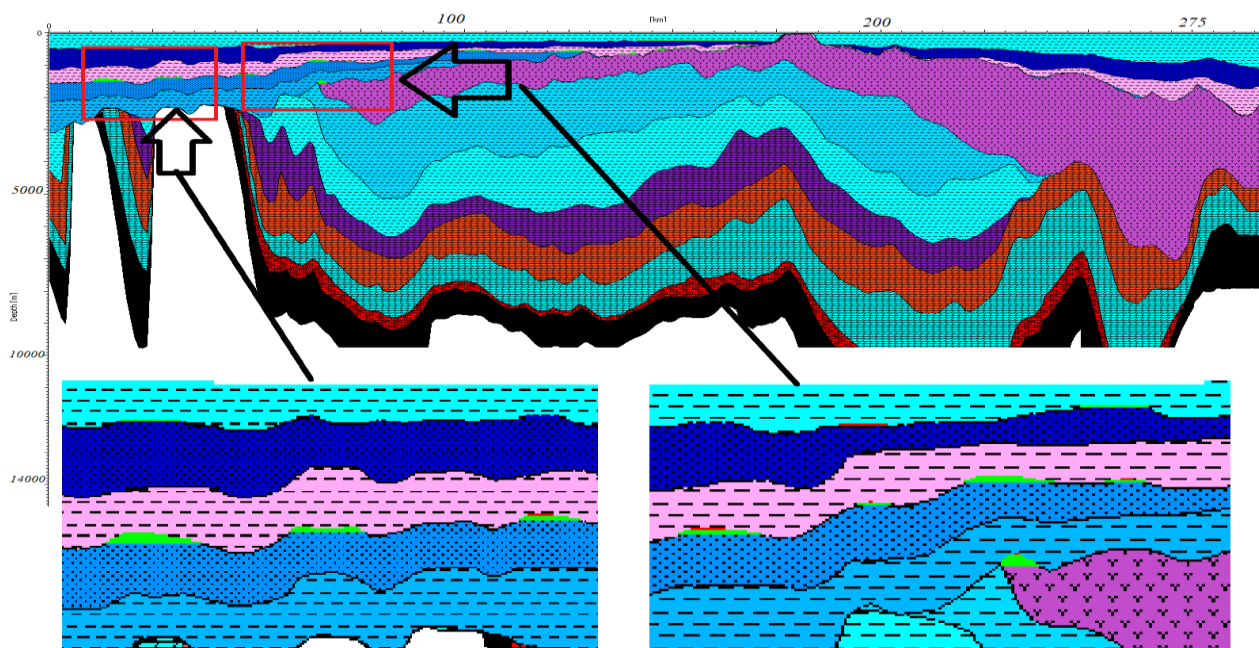


Рис.5 Модель резервуаров углеводородов на профиле 240706

Зеленые формы – залежи нефтей, красные – газа.

Следующий этап – построение 2D моделей на предмет наличия в них углеводородов. В результате моделирования были получены резервуары углеводородов (рис.5), располагающиеся в юрско-меловых терригенных толщах, обладающих высокими коллекторскими свойствами. Кроме того, в качестве флюидоупора здесь выступают породы, сложенные тонкодисперсным терригенным материалом.

Приуроченность резервуаров углеводородов к юрско-меловым толщам так же прослеживается и на моделях, построенных по другим сейсмическим профилям. На профиле 240704 (рис.6), благодаря хорошо проявленным антиклинальным ловушкам количество резервуаров резко повышается, что

может свидетельствовать о высокой перспективности района вблизи профиля 240704.

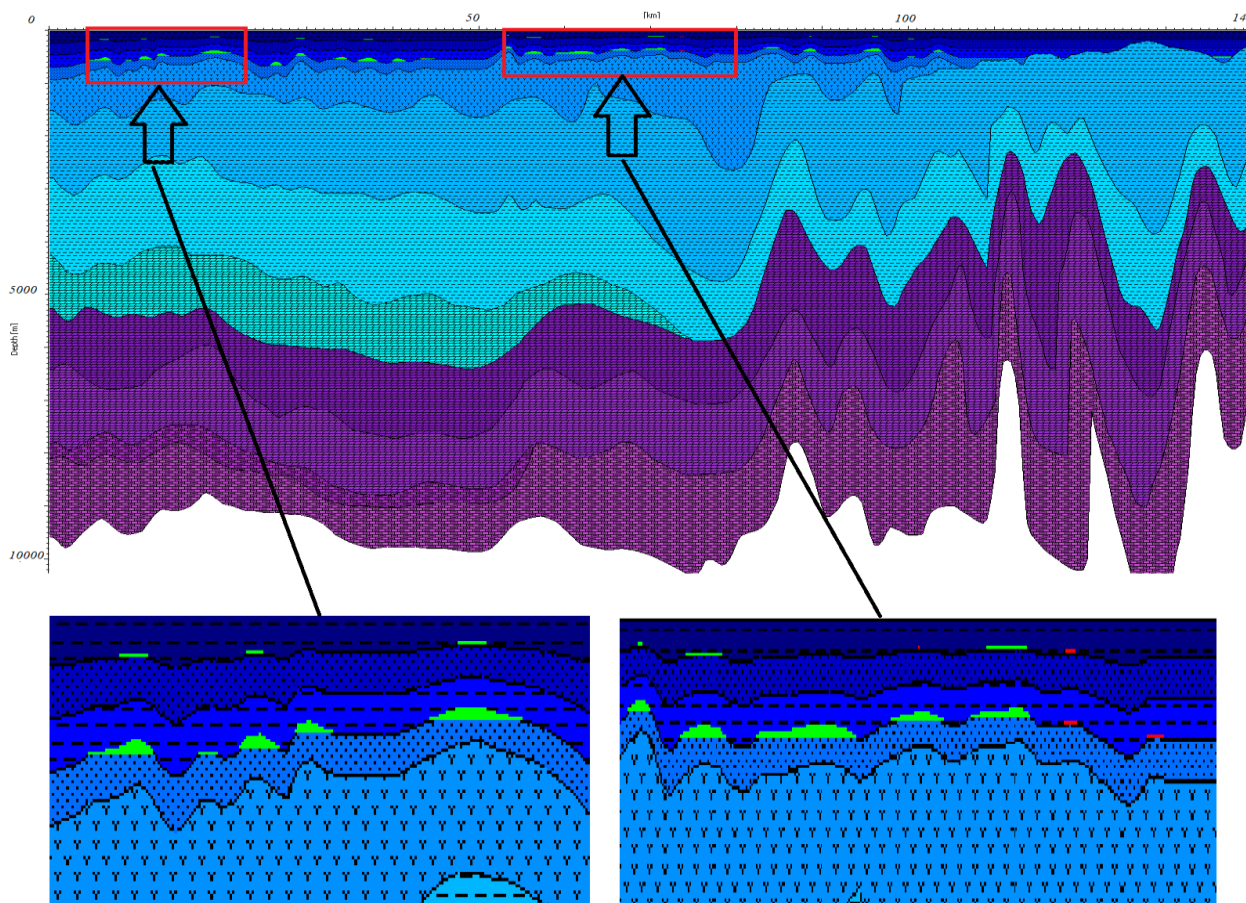


Рис.6 Модель резервуаров углеводородов на профиле 240704

Зеленые пятна – нефть. Красные – газ.

По результатам интерпретации сейсмических разрезов по профилю 240705 (рис.7) так же устанавливается достаточно пологое залегание юрско-меловых толщ, без большого количества антиклинальных ловушек, какие встречаются на профиле 240704, однако высокая дисслоцированность разреза, проявленная в приподнятом положении фундамента не позволяет провести объективную оценку миграции флюидов в разрезе и при последующим моделировании в 3D варианте, эта часть профиля будем изыматься из трехмерной модели.

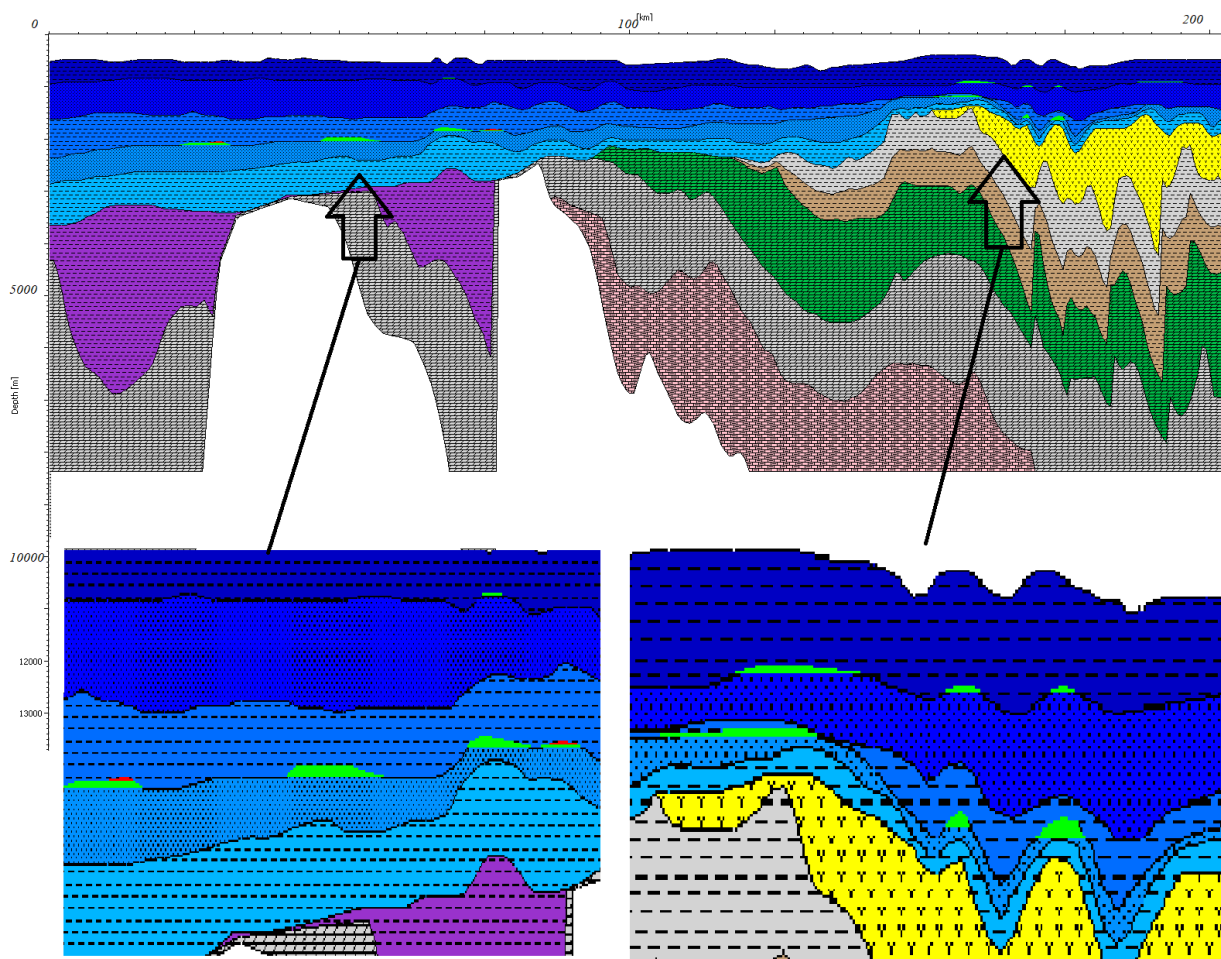


Рис.7 Модель резервуаров углеводородов на профиле 240705

Зеленые пятна – нефть. Красные – газ.

Заключительная модель по профилю 240707 (рис.8) характеризуется большей мощностью юрско-меловых отложений по сравнению с разрезами, проложенными по профилям, которые приближены к шельфу. Однако большая мощность отложения с потенциальными резервуарами не гарантирует повального распространения ловушек углеводородов.

Невысокий потенциал профиля, показанный при построении 2D модели, не означает невозможность генерации крупных скоплений при 3D моделировании.

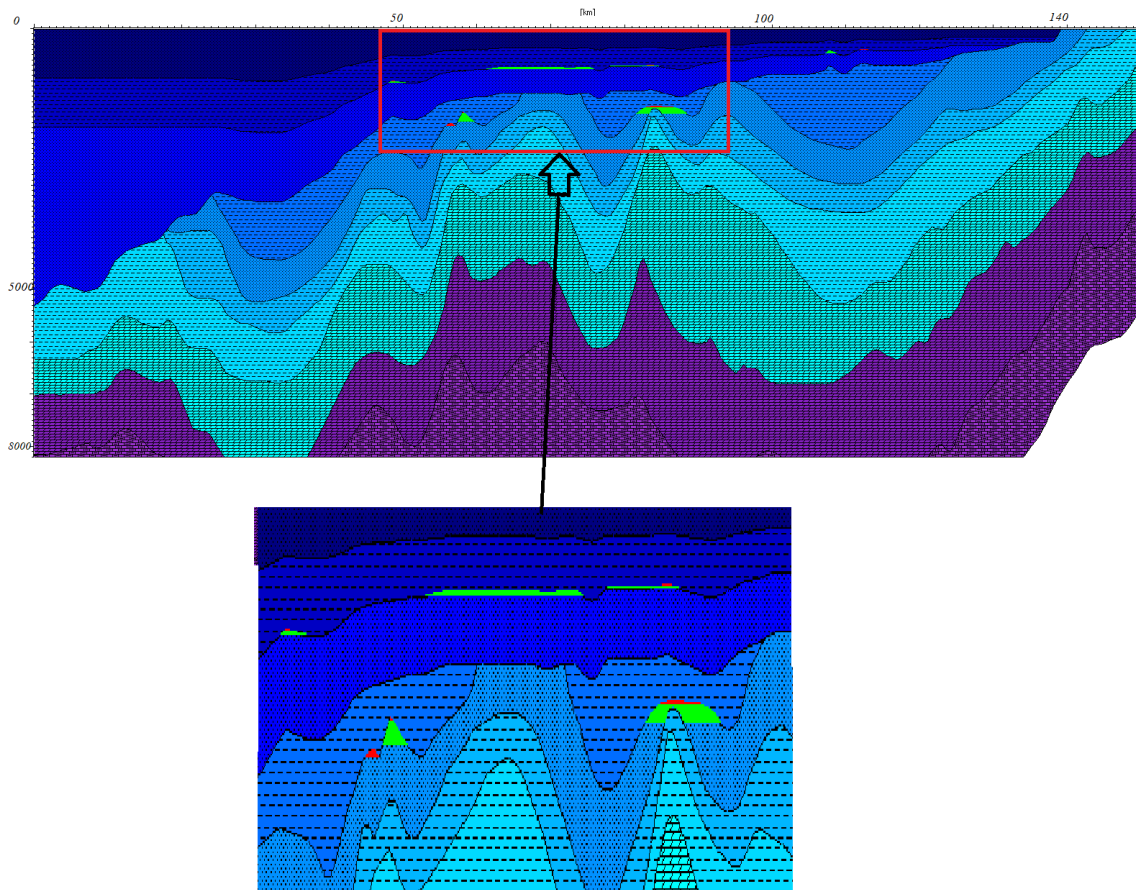


Рис. 8 Модель резервуаров углеводородов на профиле 240707
Зеленые пятна – нефть. Красные – газ.

2D моделирование показало возможность формирования ловушек углеводородов в рамках предложенной геологической модели. Устойчивость результатов в разных разрезах подтверждает правильность подобранных параметров.

Обобщенная 3D модель с применением программы Petrel

Закономерным продолжением 2D моделирования стало построение 3D модели (рис.9), при котором были использованы вышеупомянутые профили 240704,240705,240706,240707. Основной задачей была корректная интерполяция сейсмических горизонтов в пространство между профилями, а также экстраполяция за пределы профилей до границ исследуемого полигона.

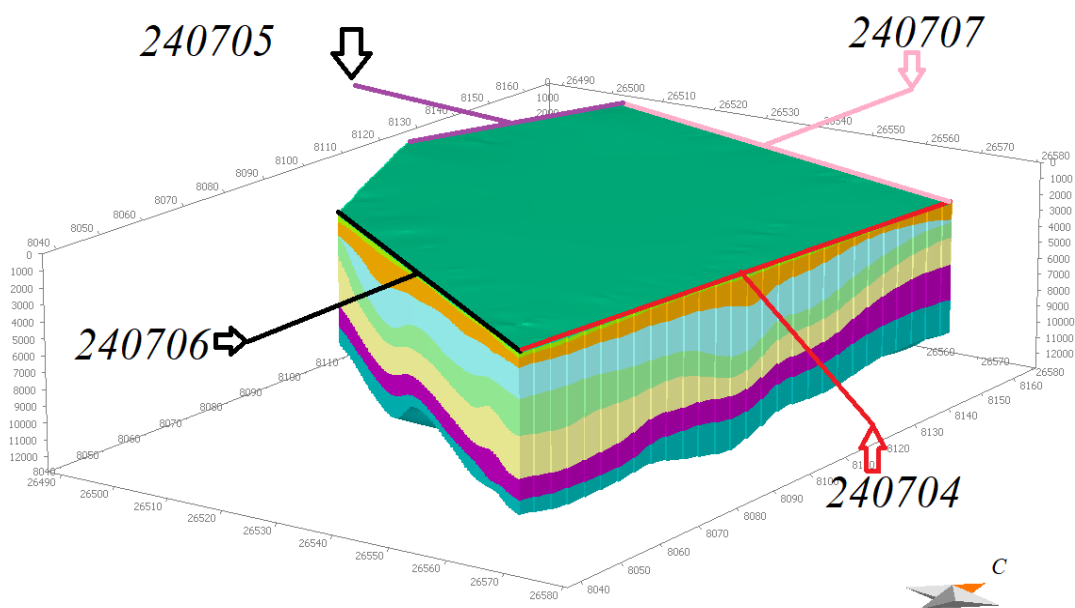


Рис.9 3D модель по исследуемому участку. Цифрами обозначены номера

Была построена слоистая модель геологической среды на основе предложенных параметров путем проведения поверхностных плоскостей, которые в свою очередь задаются поведением отражающих горизонтов на всех участках рассматриваемых профилей.

После задания всех параметров произведен подсчет модели, результатом которой являются объемные оценки нефтегазовых систем и их распространение в пределах участка.

*Результаты бассейнового моделирования и прогноз на перспективы
нефтеносности*

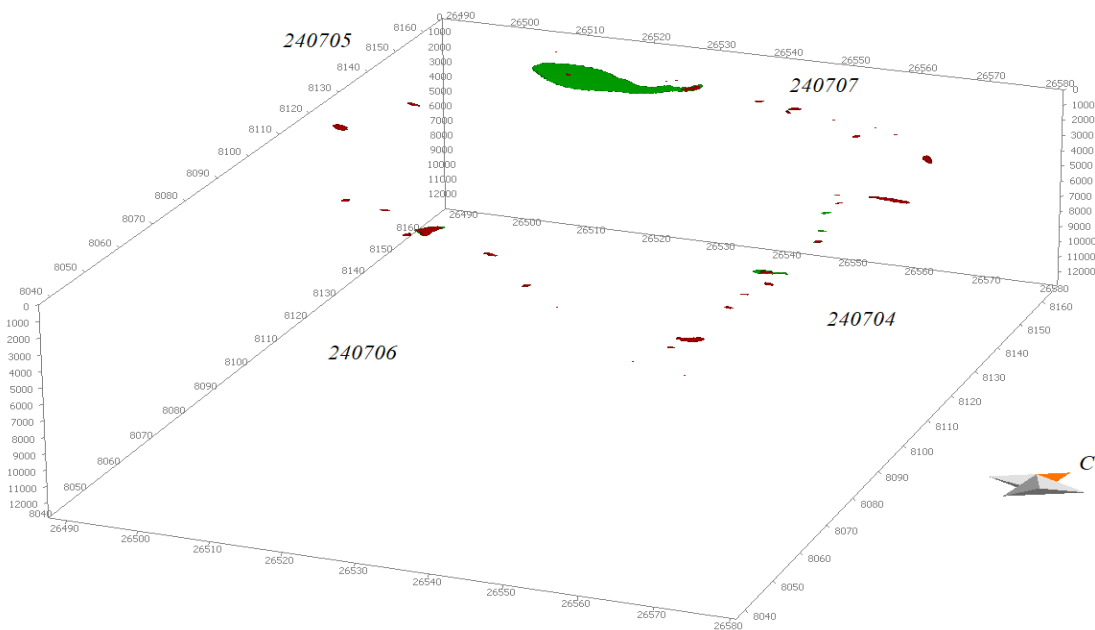


Рис.10 Результат моделирования резервуаров углеводородов.

Зеленые пятна – нефть, красные – газ, цифрами обозначены номера профилей.

В результате проведенного моделирования (рис.10) были выявлены крупные скопления углеводородов в пределах модели. Отмеченная невысокая перспективность профиля 240707, не подтвердилась при проведении объемного моделирования. Крупные запасы жидких углеводородов, которые были приурочены к центральной части профиля 240706, не были подтверждены в 3D моделировании.

Причина таких различий может крыться в том, что при составлении двумерных моделей пути миграции углеводородов резко ограничены, в то время как в 3D варианте они могут перетекать вверх по разрезу между профилями. Эта же причина приводит к появлению крупных скоплений на месте профиля 240707.

На рис.11 представлена геометрическая характеристика ловушки, на профиле 240707, выявленная в результате моделирования. Ловушка имеет протяженность около 20км, ширина - 5км.

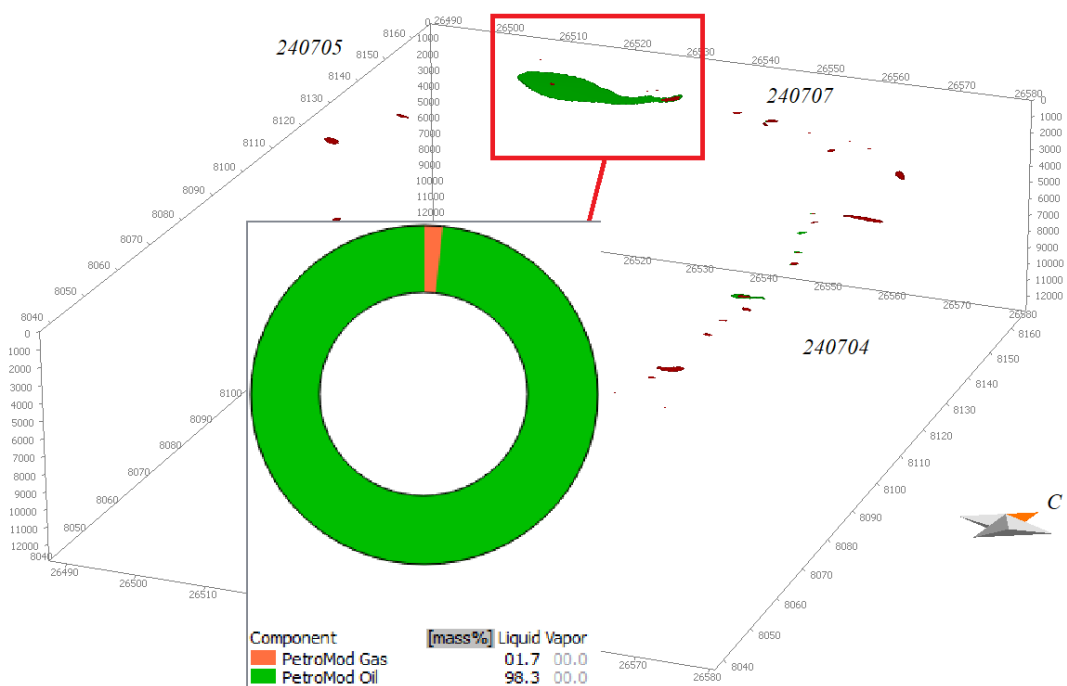


Рис.11 Соотношение нефть-газ в промоделированной ловушке в районе пересечения с профилем 240707

В результате моделирования, возможно получить объем полезного ископаемого, в данном случае он составляет около 6 млн баррелей нефти. В пересчете в массовые единицы, (с учетом плотности флюида $11,21 \text{ кг/м}^3$) это составит чуть менее 10000 т., что по общепринятой классификации (таб.1) следует отнести к очень мелким.

Полезное ископаемое	Единица измерения	Группы месторождений				
		уникальные	крупные	средние	мелкие	очень мелкие
Нефть	млн т	> 300	30–300	5–30	1–5	< 1
Газ	млрд м ³	> 300	30–300	5–30	1–5	< 1

Таблица 1. Общепринятая классификация ловушек углеводородов по содержанию конденсата [7].

Так же модель изобилует ловушками, в которых сочетаются нефтегазовые системы, например, относительно крупная ловушка в районе пересечения профиля 240706 (рис.12). Протяженность ловушки 2км, ширина- 3км.

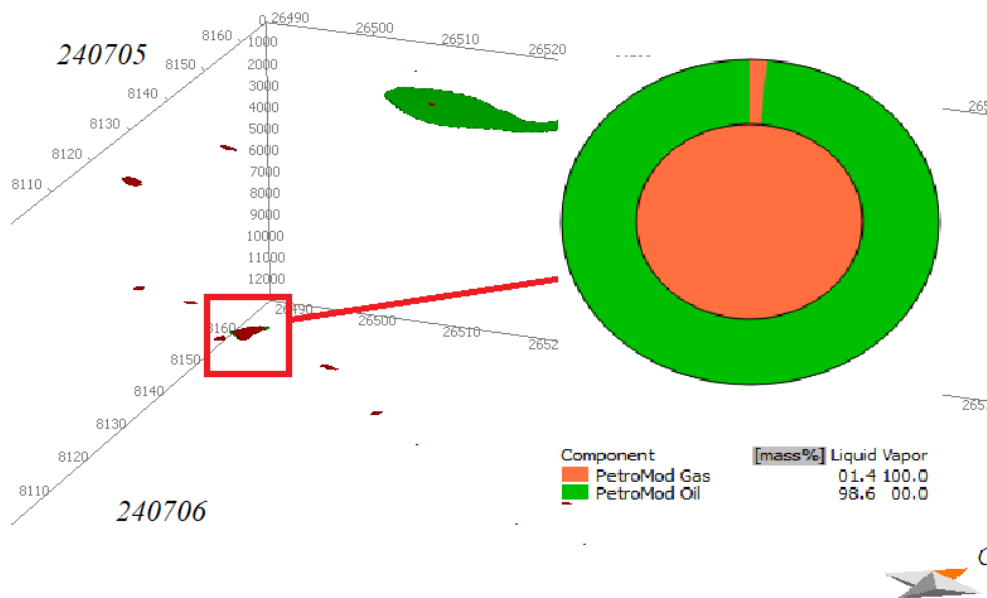


Рис.12. Соотношение нефть-газ в промоделированной ловушке в районе пересечения с профилем 240706.

Объем полезного ископаемого нефти в этом случае составляет 12 млн баррелей нефти. Благодаря высокой плотности флюида (850 кг/м^3), в массовом компоненте это составит 2 млн тонн, что, по классификации, следует отнести к мелким ловушкам.

Доля газа не является здесь весомой, хотя возможность возникновения их в общей системе с жидким флюидом очевидна.

Анализируя объемный потенциал ловушек в пределах рассматриваемого региона, можно сделать вывод о суммарных запасах углеводородов. В данном случае объем составит 2.5 млрд тонн баррелей нефти. В пересчете в массовые единицы – 33 млн тонн.

Участок поддается общим закономерностям:

1. Нефть находится, в основном, в мелких многочисленных ловушках, приуроченных к антиклинальным структурам.
2. Высокая плотность нефтей делает возможным обнаружение крупных ловушек по подсчетам в них запасов в массовых единицах (млн тонн).
3. Сочетание нефтегазовых систем делает регион перспективным на предмет нахождения газа, однако, по результатам моделирования объемы газовых ловушек не являются значимыми.

Заключение

На основе исходных геофизических работ выявлены предпосылки для нефтегазообразования в осадочных бассейнах Енисейского залива. Данные сейсморазведки дали основания для составления предварительного геологического разреза на основе изучения плотностей пород и предположительные возрасты несогласий, разделяющие эти комплексы. Информация о тепловом потоке и о геодинамической обстановке позволили воссоздать барические и термические условия формирования нефти и газа. Структурные комплексы, несогласия и разрывные нарушения сформировали условия для ловушек нефти и газа.

Оцифровывание сейсмического разреза в программе GetData Graph Digitizer дало возможность выделить потенциальные залежи углеводородов в 2D модели. Построение 3D модели в ПО Petrel и PetroMod позволило выявить протяженность ловушек в пространстве и спрогнозировать новые на основе структурных особенностей региона.

Библиографический список:

1. Атлас нефтегазоносности субъектов российской федерации ВНИГНИ, 2009.
2. Малый энциклопедический словарь Брокгауза и Ефрона: в 4 т. — СПб., 1907—1909.

3. Глумов И.Ф. Глумов А.И. Казмин Ю.Б. Юбко В.М. *Газовые Гидраты Мирового Журнал: Геология и полезные ископаемые мирового океана*, 2005, 11с.

4. Отчет ГНЦ ФГУТП «Южморгеология о работах в Енисейском заливе на предмет обнаружения перспектив нефтегазоносности».

5. Шипилов Э.В., Шкарубо С.И. Современные проблемы геологии и тектоники осадочных бассейнов Евразийско-Арктической континентальной окраины. Т. 1. Литолого- и сейсмостратиграфические комплексы осадочных бассейнов Баренцево-Карского шельфа Изд-во КНЦ РАН, 2010. — 266 с.

6. Кошелева Вера. Геология и литология карского моря и лицензионных участков, 2012, Издание: LAP Lampert Academic Publishing. 88с.

7. Официальный сайт Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых. URL: http://gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/metodicheskie_rekomendacii_po_primeneniyu_nkz_utverzhdenные.pdf.

8. Пискарев А.Л., Шкатов М.Ю.. Энергетический потенциал арктических морей России: выбор стратегии развития. – М.: ООО «Геоформмарк», 2009.