

## ВЛИЯНИЕ ПАЛЕОСТРУКТУРНОГО ФАКТОРА НА МОДЕЛИРОВАНИЕ ГАЗОНАСЫЩЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ МЕТОДОМ СЕЙСМИЧЕСКОЙ ИНВЕРСИИ

Малышева Е.О. (Fugro-Jason), Мурашка А.П.\* (Fugro-Jason), Некрасова Т.В. (Fugro-Jason), Бабенко И.А. (Fugro-Jason), Пронина Н.В. (МГУ им. М.В. Ломоносова), Войков Г.Г. (ООО «Венинефть»)

### Введение

Последние годы при построении моделей залежей нефти и газа все более широкое применение получают методы сейсмической инверсии. Однако их использование в каждом конкретном случае требует корректировки использованных подходов в зависимости от геологических особенностей изучаемой площади. Наиболее проблемными оказываются районы инверсионного тектонического развития. Современный структурный план целевых горизонтов в них обычно характеризуется значительными вариациями гипсометрических отметок, которые не соответствуют глубинам максимального погружения пород. В результате даже в пределах ограниченных территорий оказываются «нарушенными» зависимости между параметрами физических свойств пород, в том числе время-глубина, пористость-проницаемость и др., что в итоге негативно отражается на результатах моделирования распределения коллекторов и их фильтрационно-ёмкостных свойств.

### Особенности геологического строения изучаемой территории

Рассматриваемая территория находится в пределах шельфа Восточного Сахалина и представляет собой одну из подобных зон сложного тектонического строения. В ее пределах располагаются два газоконденсатных месторождения (Северное и Южное) (рис. 1).

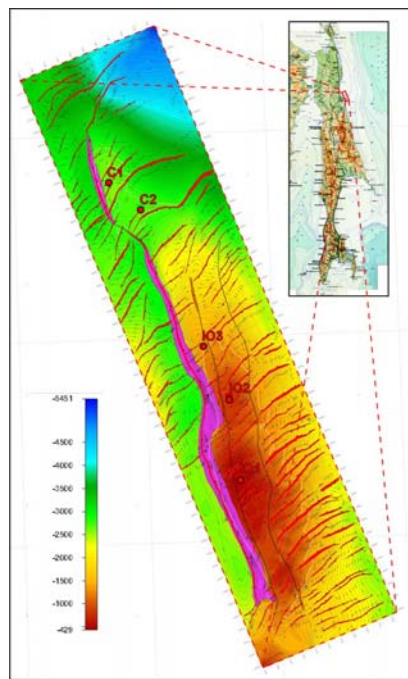


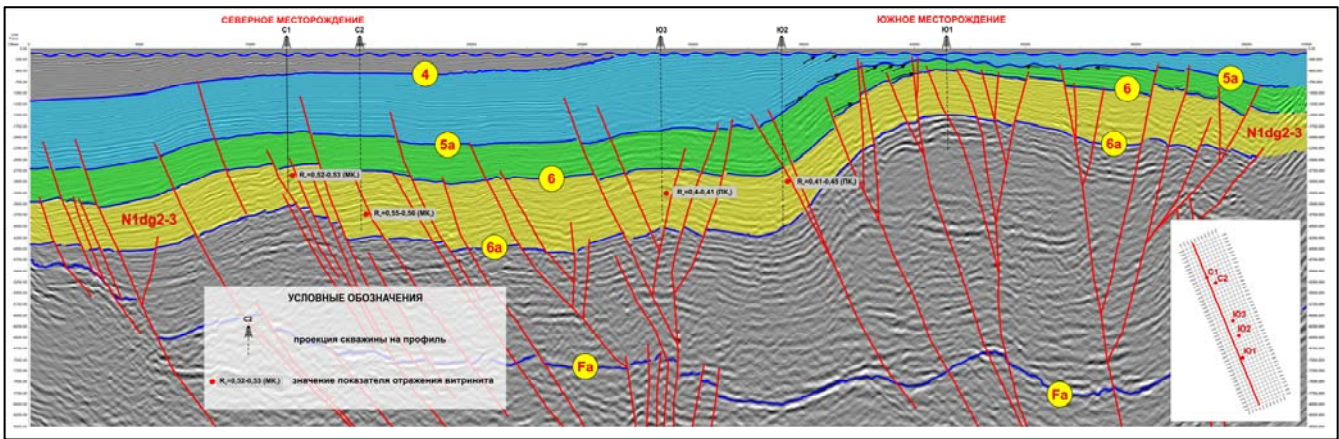
Рис. 1. Структурная карта по кровле Дагинских отложений (нижний-средний миоцен)

Продуктивные отложения и там, и там представлены чередованием песчано-алевритовых и глинистых пород средне- и верхнедагинской подсвит (нижний-средний миоцен). В отложениях среднедагинской подсвиты встречаются прослои углей. Средне-верхнедагинский интервал прослежен между ОГ 6 и 6а (рис. 2). Он перекрыт алеврито-глинистыми (с редкими прослоями песчаников) отложениями окобыкайской свиты (между ОГ 6 и 5а), рассматриваемыми как региональный флюидоупор [1]. В вышележащем интервале разреза прослежен только ОГ 4, соответствующий кровле миоцена, или нижненутовских отложений. На площади к настоящему моменту пробурено пять скважин (три – на Южном месторождении и две – на Северном).

Отличительной особенностью рассматриваемого объекта является большой разброс глубин залегания кровли продуктивных отложений, достигающий 1800 м (см. рис. 1). Это связано с особенностями развития региона в целом и изучаемого объекта в частности, прошедших три стадии тектонической активности: ларамийскую, алеутскую и сахалинскую [1, 6].

С Ларамийской (граница мела-палеогена) фазой тектоногенеза связывают формирование нижнего структурного этажа («фундамента»), который сложен интенсивно дислоцированными глинистыми и вулканогенно-песчаными отложениями мелового возраста, залегающими на глубине от 3600 м в западной части Венинской антиклинальной зоны до 10600 м в пределах Ныйской синклинальной зоны) [1]. С Алеутской фазой (нижний-средний миоцен) в районе исследований связано завершение формирования

протяжённой рифтовой структуры и ее заполнение терригенными отложениями уйнинско-дагинского комплекса мощностью до 2,5–3 км. В этот период на большой площади Сахалина сформировалась угленосная формация, видимо, маркирующая относительное поднятие острова. Сахалинская фаза складчатости (граница неогена – квартера) привела к значительной тектонической активизации и формированию современного структурного плана территории, в том числе формированию крупной антиклинальной структуры в состав которой входит рассматриваемая территория.

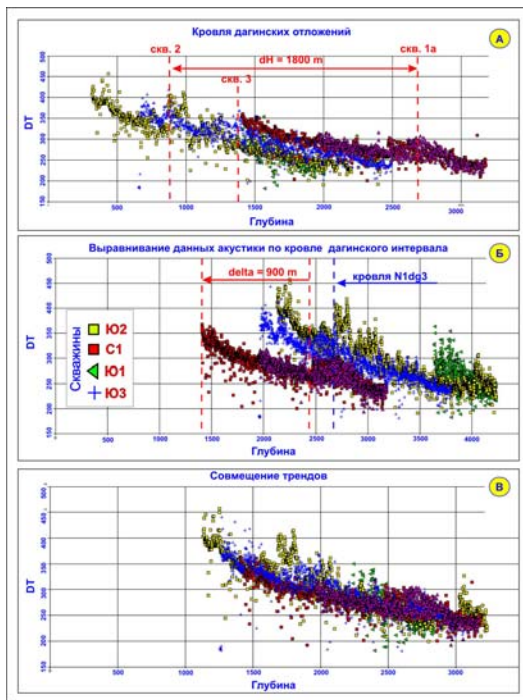


**Рис. 2.** Сейсмогеологический разрез через Северное и Южное месторождения.

*Fa* – кровля акустической фундамента (мел – палеоген); *ба* – кровля нижнедагинской подсвиты; *б* – кровля дагинской подсвиты; *5а* – кровля окобыкайской свиты; *4* – кровля нижненутовской свиты

**Прогноз продуктивных коллекторов и палеоструктурные реконструкции**

Основной задачей изучения рассматриваемого объекта был прогноз распространения продуктивных коллекторов методами сейсмической инверсии. Следует отметить, что в силу объективных причин в инверсии использовались данные только двух скважин (по одной с каждого месторождения), а три остальных (две из которых были пробурены позже), использовалась в качестве «слепых». По результатам петрофизических исследований и моделирования упругих свойств пород [2] были обоснованы возможность обособления нефте-газонасыщенных коллекторов в поле двух параметров акустического (PI) и сдвигового (SI) импедансов, и, соответственно, благоприятные предпосылки для выполнения синхронной инверсии частичных сумм [3]. Как правило, инверсия выполняется в едином алгоритме для всей территории. Однако, в данном случае, подобный подход не дал положительного результата: если параметры инверсии задавались по одной из скважин, то инвертированные параметры не восстанавливали свойств по другой. При анализе скважинных данных были выявлены различия в характере зависимостей между физическими свойствами пород в скважинах Северного и Южного месторождений. Даже параметры выделения коллекторов, в частности, граничные значения открытой пористости для одного и того же стратиграфического уровня различаются. Поэтому, инверсия угловых сумм выполнялась отдельно для каждого из месторождений. Выполненный контроль качества свидетельствует об удовлетворительных результатах инверсии. Инвертированные данные хорошо восстанавливали свойства пород в «слепых скважинах» и позволили с определенной долей достоверности дать



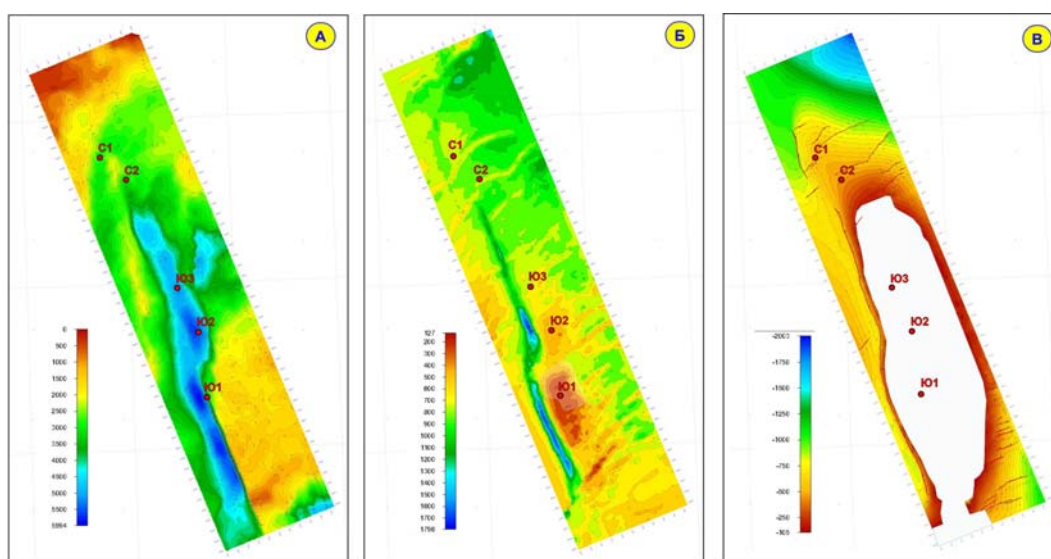
**Рис. 3.** Изменение показаний акустического каротажа (DT) с глубиной

прогноз нефте-газонасыщенных коллекторов [2, 3].

Выяснение причин латеральной изменчивости физических свойств пород с целью обоснования границ соответствующих зон потребовало детального анализа скважинных данных, в том числе ГИС, выполнения палеоструктурных построений и изучения степени катагенетической преобразованности пород. В итоге были получены интересные данные о структурной эволюции района и ее влиянии на современные параметры физических свойств пород и, соответственно, параметры выполняемой инверсии.

При анализе скважинных данных было установлено наличие близких трендов в изменении свойств пород в обеих скважинах. Однако, четко обозначилось их относительное смещение на определенную глубину (рис. 3-А). По результатам простого совмещения двух трендов, так же как и по результатам пересчета в глубину разницы  $dT$  по средней (для двух скважин) скорости в кровле дагинского горизонта смещение трендов оценивается примерно в 900 м (рис. 3-Б-В). При этом, разница в современных глубинах залегания кровли дагинского горизонта составляет 1800 м. Таким образом, лишь половина этого разброса значений глубин оказала влияние на тренды изменений упругих характеристик пород в этих скважинах.

Палеоструктурные реконструкции, выполненные по методу изопахического треугольника, позволили установить, что рассматриваемая территория испытала несколько этапов тектонического развития. Они вполне вписываются в региональную схему тектоногенеза: рифтовый этап в олигоцене – раннемиоценовое время (рис. 4-А), относительная тектоническая стабилизация в среднемиоценовое – среднеплиоценовое время и значительная тектоническая активизация (рис. 4-Б), связанная со сдвиговыми деформациями и складчатостью в конце неогена и четвертичное время (рис. 4-В). При этом на физические свойства целевого интервала ( $N_1^{1-2}$ ) основное влияние оказали постдагинские этапы развития.



**Рис. 4.** Палеоструктурные карты: А – карта изопахит между поверхностью акустического фундамента и кровлей нижнедагинских отложений (олигоцен – нижний миоцен); Б – карта изопахит окобыкайского интервала (средний - верхний миоцен); В – структурная карта по кровле нижненутовского подгоризонта (верхний миоцен)

Результаты анализа волнового поля показали, что территория Южного месторождения в позднемиоценовое – плиоценовое время испытывала этапы конседиментационного развития и постседиментационной эрозии. Конседиментационный подъем отчетливо фиксируется утонением толщин окабыкайского и нижненутовского интервалов, присутствием элементов подошвенного налегания (см. рис.2) и подтверждается изменением толщин соответствующих интервалов (вне зон эрозионного срезания) (см. рис.4-А, Б). Этапы постседиментационной эрозии ярко проявлены на временных разрезах развитием эрозионного срезания. При этом наиболее ярко выражены преднутовский (ОГ5а) и предплиоценово-четвертичный (ОГ4) этапы. Последний, совершенно очевидно, представляет совмещение, по крайней двух этапов постседиментационной эрозии.

Анализ строения Северного месторождения свидетельствует о том, что в постдагинском интервале разреза отсутствуют значимые эрозионные несогласия, кроме предчетвертичного. Соответственно, до предчетвертичного времени она испытывала конседиментационное погружение.

С целью оценки степени катагенетической преобразованности изучаемых разрезов в рамках настоящего исследования на геологическом факультете МГУ было выполнено изучение отражательной способности витринита углистых включений в дагинских отложениях по шламу трех скважин. Несмотря на существующий разброс значений показателя отражения витринита (RV) в скважинах Северного месторождения представляется наиболее целесообразным ориентироваться на значения  $RV = 0.52-0.53\%$ , т.к. они получены для образцов с относительно хорошими фрагментами

углистых включений и произведены по гелиниту и коллотелиниту – мацералам, которые всегда наиболее предпочтительны для соответствующих определений. При этом, наиболее обоснованными для изученной скважины Южного месторождения представляются значения RV 0.4-0.45. Сопоставление полученных результатов с разработанной для Сахалина катагенетической зональностью преобразованности ОВ [4, 5] свидетельствует о том, что средне-верхнедагинские отложения Северного месторождения находятся на стадии катагенетической преобразованности МК1 (RV 0.52-0.53). Для нижне-среднемиоценовых отложений Сахалина этой градации катагенеза соответствуют значения RV 0.5-0.64 и глубины максимального погружения 3.0 - 4.5 км. Можно сделать вывод о том, что современные глубины залегания верхнедагинских отложений Северного месторождения близки к глубинам их максимального погружения. В то же время значения RV изученных скважин Южного месторождения соответствуют градации ПКЗ, для которой на Сахалине наиболее характерны значения RV 0.41-0.5, а глубины максимального погружения средне-нижнемиоценовых отложений составляют 2-3 км. Это свидетельствует о том, что современные глубины залегания кровли дагинских отложений отличаются от максимальных на величину, соответствующую значениям суммарного эрозионного срезания. Таким образом, дагинские отложения в пределах изучаемой территории находятся на разных стадиях катагенетической преобразованности. Однако основные различия в трендах изменения свойств пород, предопределившие использование различных параметров выполнения сейсмической инверсии, обусловлены нарушениями стадияльной зональности за счет размывов.

**Заключение.** В результате выполненных исследований установлено следующее:

- Основной причиной латеральной изменчивости параметров физических свойств пород дагинских продуктивных отложений были различия структурной эволюции в пределах разных зон рассматриваемой территории.
- Зона Южного месторождения в постдагинское время испытала тектоническую инверсию, которая протекала в условиях конседиментационного роста, прерывавшегося этапами эрозионного срезания: преднутовским, предплиоценовым и предчетвертичным. Поэтому современные глубины залегания продуктивных отложений отличаются от палеоглубин максимального погружения. Эта величина оценивается примерно в 1000 м.
- Зона Северного месторождения в это же время (за исключением предчетвертичного этапа) испытывала конседиментационное погружение. Поэтому современные глубины залегания близки к палеоглубинам максимального погружения.
- Различия трендов зависимостей физических свойств пород, в том числе трендов уплотнения, определяются не различиями степени катагенетической преобразованности пород, а интенсивностью постседиментационного размыва.
- При прогнозе латеральной изменчивости физических свойств пород и обосновании параметров сейсмической инверсии необходимо учитывать соотношение стадияльных (катагенетических) и инверсионных (постседиментационных) процессов.

## Литература

1. Гладенков Ю.Б., Баженова О.К., Гречин В.И., Маргулис Л.С., Сальников Б.А. / Кайнозой Сахалина и его нефтегазоносность.. – М.: ГЕОС, 2002. – 252 с.
2. Моделирование физических свойств горных пород сахалинского шельфового месторождения / Т.В. Некрасова, Т.Ф. Соколова Е.О. Малышева и др. - Тезисы к конференции AAPG «Санкт-Петербург – 2010».
3. Использование инверсии частичных сумм для выделения пластов коллекторов на примере месторождения Сахалинского шельфа / И.А. Бабенко, Т.В. Некрасова, С.Л. Федотов и др. – Тезисы к конференции AAPG «Санкт-Петербург – 2010».
4. Коблов Э.Г. Закономерности размещения и условия формирования месторождений нефти и газа Сахалинской нефтегазоносной области. / "Геология и разработка месторождений нефти и газа Сахалина и шельфа", Научный мир, Москва, 1997.С. 3-26.
5. Кравченко Т.И. Попович Т.А. О параметрах катагенеза рассеянного органического вещества кремнистых толщ Северного Сахалина. / В сб. «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа». Материалы седьмой Международной конференции. М., ГЕОС, 2004 г., с. 269-271.
6. Харахинов В.В. / Нефтегазовая геология Сахалинского региона. – М.: Научный мир, 2010. – 276 с., цв. вкл. 56 с.