

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.262-274>

EDN VJFSUK

УДК 622.279.23/4(571.64)

## Уточнённая модель газоконденсатного месторождения на шельфе Сахалина

*Ванин В.А., Малышева Т.М.*

*ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия*

## Updated model of an offshore gas-condensate field on Sakhalin

*V.A. Vanin, T.M. Malysheva*

*Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia*

**E-mail: VAVanin@tnnc.rosneft.ru**

**Аннотация.** В статье рассмотрена проблема корреляции отложений дагинской свиты нижнего-среднего миоцена на примере крупного газоконденсатного месторождения на шельфе о. Сахалин, которое пока не вступило в фазу эксплуатации. Месторождение включено в перечень основных, формирующих минерально-сырьевую базу Сахалинской области [1]. Строение залежи существенно осложнено высокоамплитудными разломами. В рамках создания авторской модели месторождения специалистам корпоративного научного центра удалось обосновать более корректную и логичную с точки зрения осадконакопления корреляцию продуктивных отложений, в сравнении с ранее существующей. Максимальная корректировка маркеров пластов, которая потребовалась, достигала 70 м. при высоте залежи около 300 м. Это повлекло за собой переинтерпретацию 3D сейсморазведки на всей площади месторождения (>100 км.<sup>2</sup>). Основная причина – масштабный (более 100 м.), но локальный, относящийся только к южной части месторождения, размыв верхнедагинских отложений. В результате песчаные тела, сформированные в условиях палеодельты Амура, в новой модели обрели большую выдержанность по латерали, значительно снижена прерывистость коллекторов, получен прирост запасов 14 %, улучшены характеристики прогнозных профилей добычи.

В работе показаны палеотектонические и геодинамические процессы, повлекшие за собой размыв и переотложение осадков. Описаны перспективы доразведки месторождения по площади и глубине.

**Ключевые слова:** дагинская свита, корреляция отложений, парасеквенс, циклы осадконакопления, рифтогенез, размыв осадков

**Для цитирования:** Ванин В.А, Малышева Т.М. Уточнённая модель газоконденсатного месторождения на шельфе Сахалина // Нефтяная провинция.-2023.-№4(36).-С. 262-274. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.262-274>. - EDN VJFSUK

**Аннотация.** The paper describes the correlation problem of the Darginskaya (Dagi) Series of Lower-Middle Miocene productive formations on a case study of a large offshore gas-condensate field on Sakhalin, which has not yet entered the operational phase. The field has included to the list of the main deposits forming the mineral resource base of the Sakhalin region [1]. The reservoir structure is significantly complicated by high-amplitude faults. When building the author's model of the field, the specialists of the corporate scientific center managed to justify a more correct and logical correlation of productive deposits in comparison with the previous one. The maximum adjustment of the formation markers that was required reached 70 m. within the reservoir height of about 300 m. This led to the reinterpretation of 3D seismic data over the entire area of the field ( $>100 \text{ km.}^2$ ). The main reason is the large-scale erosion of the Upper-Dagi sediments (more than 100 m.), but it was a local event, related to the southern part of the “B” field. As a result, the sand bodies formed in the conditions of the Amur paleodelta in the new model gained greater lateral consistency, the discontinuity of reservoirs was significantly reduced, a 14 % increase in reserves was obtained, and the characteristics of forecast production profiles were improved. The paper shows paleotectonic and geodynamic processes that led to erosion and redeposition of sediments. The prospects of additional lateral and vertical exploration of the field by are described.

**Keywords:** *darginskaya series, correlation of sediments, parasequence, sedimentation cycles, rifting, sediment erosion*

**For citation:** V.A. Vanin, T.M. Malysheva Utochnonnaya model' gazokondensatnogo mestorozhdeniya na shel'fe Sakhalina [Updated model of an offshore gas-condensate field on Sakhalin]. Neftyanaya Provintsiya, No. 4(36), 2023. pp. 262-274. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.262-274>. EDN VJFSUK (in Russian)

### Общие сведения и постановка задачи

Газоконденсатное месторождение «В» открыто в акватории Охотского моря в нескольких км. от побережья о. Сахалин. Пробурено три глубоких скважины с отбором керна (все ликвидированы). Добыча не велась. Открыто две массивных залежи, приуроченных к пяти терригенным пластам - песчаникам дагинской свиты нижнего-среднего

миоцена. Высота одной из них почти 300 м. В пределах изучаемого месторождения продуктивные отложения перекрываются морскими глубоководными глинами окобыкайского горизонта до 950 м. толщиной с редкими прослоями песчаников. Это региональный флюидоупор.

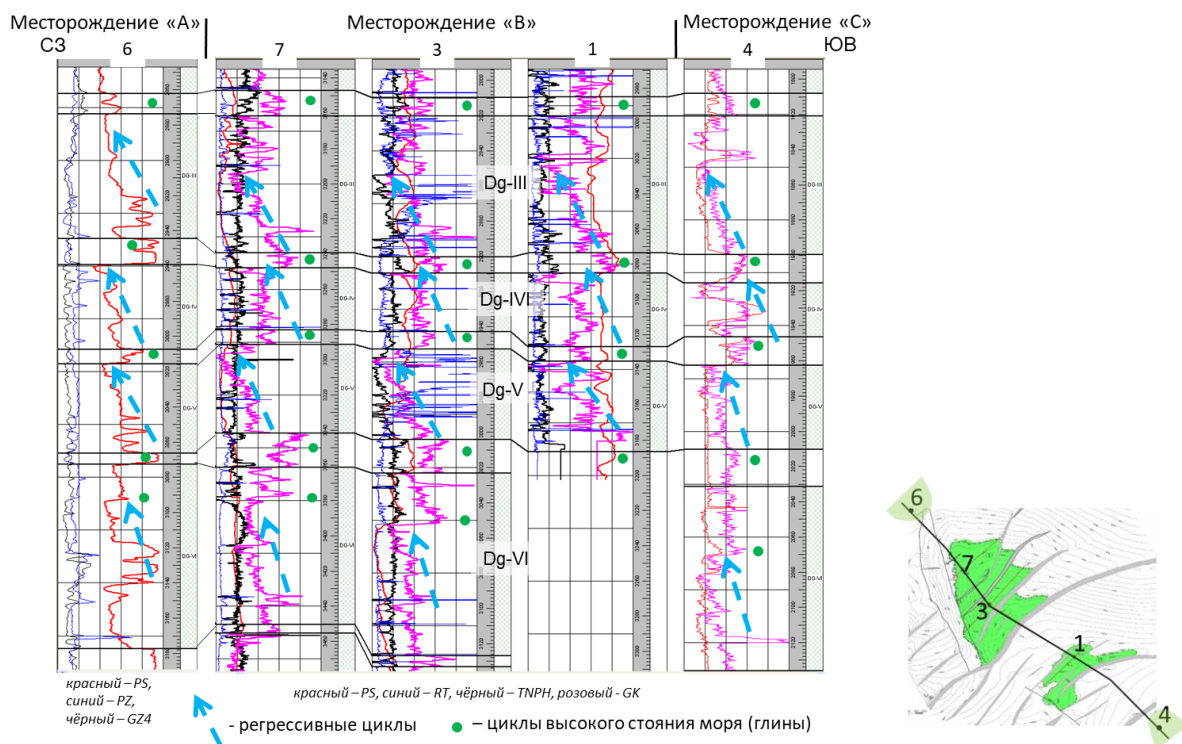
Притоки газа из пластов Dg-I – Dg-V достигали почти 1 млн. м.<sup>3</sup>/сут. Все запасы отнесены к категории C1. Кроме того, в одной из трёх скважин были испытаны совместно пласты Dg-X и Dg-XI нижнего миоцена, из которых получен очень слабый приток газа - менее 1 тыс. м.<sup>3</sup>/сут, что связано с высокой глинистостью и уплотнением пород с глубиной. Эти пласты в подсчёт запасов не вошли, но перспективность их доразведки на рассматриваемой территории сохраняется. Ниже Dg-XI бурением разрез не изучен.

После детального анализа геолого-геофизических данных авторы пришли к выводу, что имеющаяся геологическая модель месторождения нуждается в уточнении, начиная с межскважинной корреляции пластов. При этом масштаб изменений довольно велик – требуемые максимальные значения корректировки границ пластов достигали 70 м.

### **Концептуальное геологическое строение**

В предыдущей версии модели признано слияние пластов Dg-I и Dg-II в скв. 1. Для проверки и уточнённой корреляции за основу взяты принципы секвентной стратиграфии, важным элементом которой являются парасеквенсы – относительно согласные последовательности генетически связанных слоёв и пачек, ограниченные поверхностями морского затопления. В пределах такого парасеквенса снизу вверх по разрезу: мощности песчаников нарастают, растёт размерность зёрен, наклон слоёв становится более крутым, интенсивность биотурбации уменьшается, фации обмеляются [2]. Авторами идентифицированы парасеквенсы месторождения «В» и проведено их сопоставление с соседними «А» (к северу) и «С» (к югу). Периоды затопления и регрессивные циклы хорошо прослеживаются и

коррелируются между собой на площади всех трёх рассматриваемых месторождений, расположенных на сопоставимом удалении от основного источника сноса обломочного материала. Корреляция проводилась снизу-вверх (Рис. 1).



**Рис. 1. Сопоставление парасеквенсов**

По сути, каждый пласт дагинской свиты на изучаемой территории представляет собой отдельный «углубляющийся» парасеквенс. Пласт Dg-V стратиграфически принадлежит средне-дагинской подсвите нижнего миоцена. Он формировался в условиях прибрежной дельтовой равнины. Иногда алевроито-глинистые осадки обогащены углистым материалом. Dg-V охарактеризован солоноватоводными моллюсками и фораминиферами, а также разнообразными растениями теплоумеренного климата. Обломочная часть представлена кварцем (47-54 %), полевыми шпатами (28-37 %), обломками пород (9-22 %).

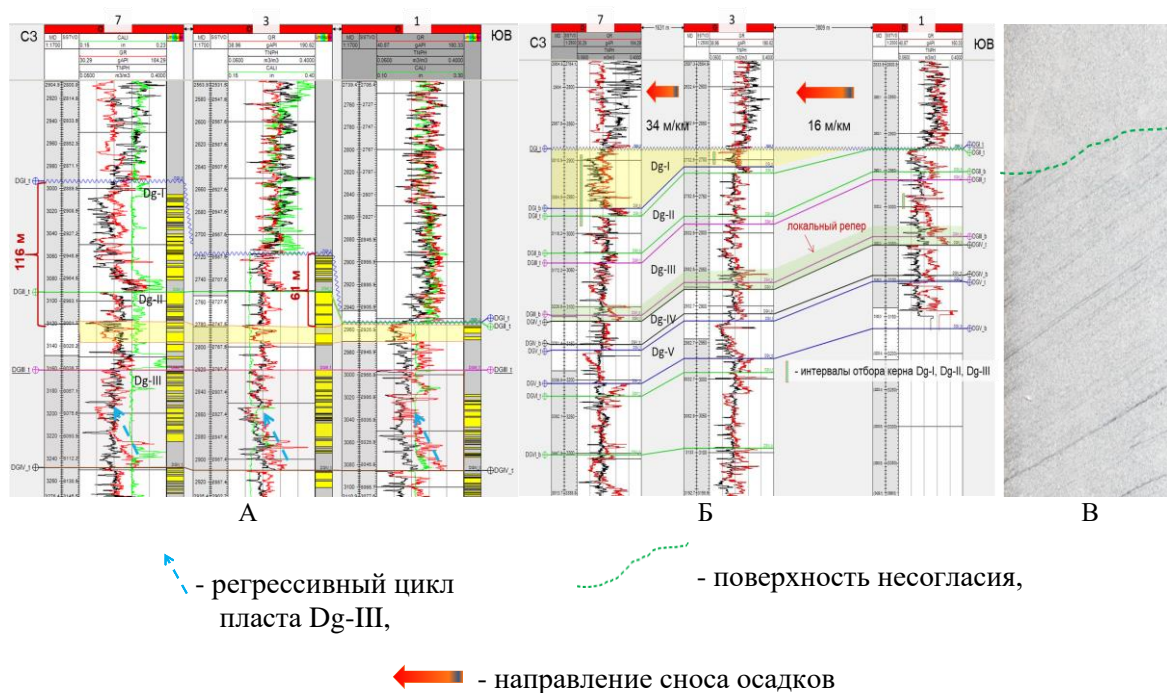
Пласты Dg-I – Dg-IV входят в состав верхне-дагинской подсвиты и отлагались в условиях мелководно-морского шельфа с постепенным углублением дна бассейна. В разрезе присутствуют пласты песчаников с

подчиненными по мощности разделами глин. В отложениях комплекса часто встречаются глауконитовые песчаники, обогащенные фосфоритом. По данным изучения петрографических шлифов количество его может составлять до 8 % породы. Угленосные отложения отсутствуют. Обломочная часть представлена кварцем (48-58 %), полевыми шпатами (20-28 %), обломками пород (8-16 %).

Поднявшись до интервала пластов Dg-I – Dg-III, становится очевидным, что Dg-III это последний парасеквенс, имеющий полную мощность в пределах рассматриваемого месторождения «В». На рис. 2А жёлтым цветом выделен пропласток средней части пласта Dg-II, который во всех трёх скважинах прослеживается последним в составе чёткой серии парасеквенсов. На схеме, выравненной на кровлю пласта Dg-III (Рис. 2А) видно, что в скв. 1 пласт Dg-II отсутствует частично, а Dg-I полностью и это более 100 м. разреза в сравнении со скв. 7. В скв. 3 пласт Dg-II имеет полную мощность, но нет большей части Dg-I.

На схеме рис. 2Б при выравнивании на кровлю дагинских отложений и учитывая расстояние между скважинами, можно видеть тенденцию увеличения толщины пласта Dg-I (м./км.) в северо-западном направлении от скважины 1, где он полностью отсутствует.

По результатам исследований керн пласта Dg-I скважины 3 можно видеть, как однородный песчаник несогласно залегает на косослоистом (Рис. 2В). Косослоистые породы отлагались в дельтовых условиях, однородные песчаники - очевидно переотложенные из зоны локального поднятия (район скв. 1).

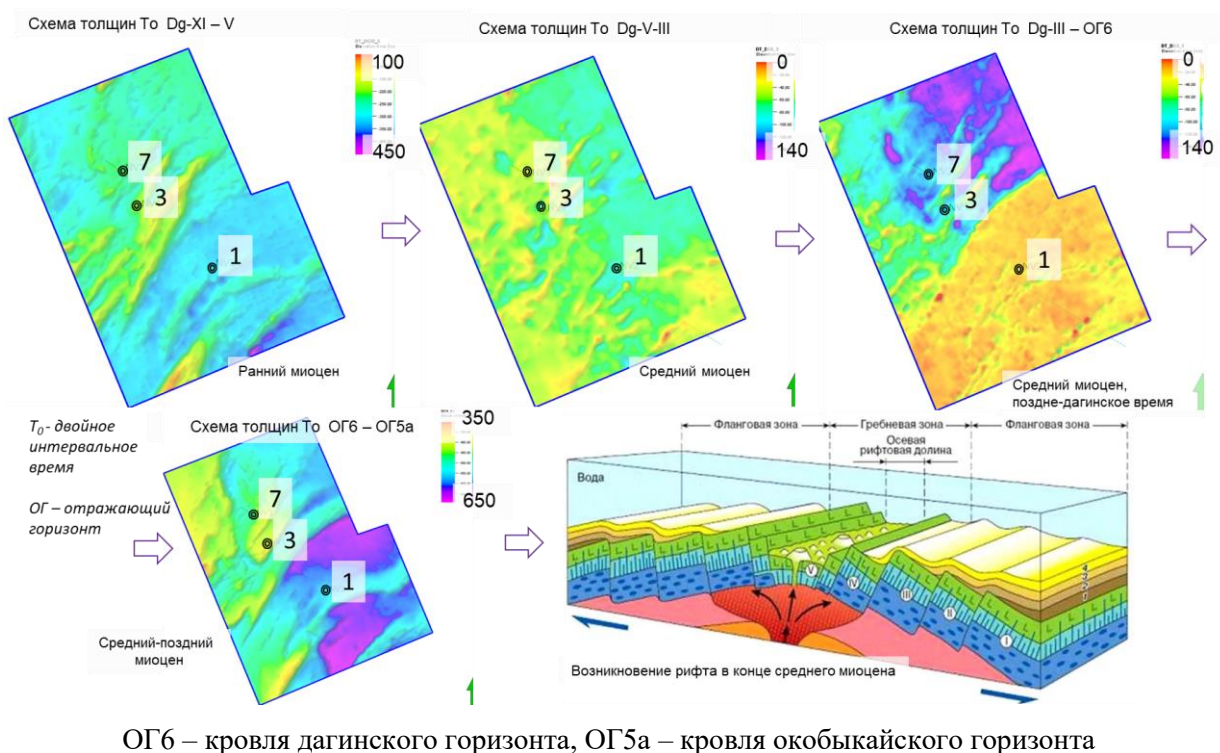


**Рис. 2. Схемы корреляции: (А) - с выравниванием на кровлю пласта Dg-III; (Б) – с выравниванием на кровлю дагинских отложений; В – фото керна из пласта Dg-I, скв. 3, глубина 2722,2 м**

Далее авторами была осуществлена сейсмогеологическая привязка всех трёх скважин с новыми маркерами пластов и соответствующая переинтерпретация нескольких отражающих горизонтов. Затем на композитном профиле по линии пробуренных скважин 7-3-1 произведена фрагментация разреза по разломам и его «восстановление» на момент до активизации тектонических дислокаций. Анализ волновой картины «восстановленного» разреза подтвердил выклинивание пласта Dg-I в районе скв. 1.

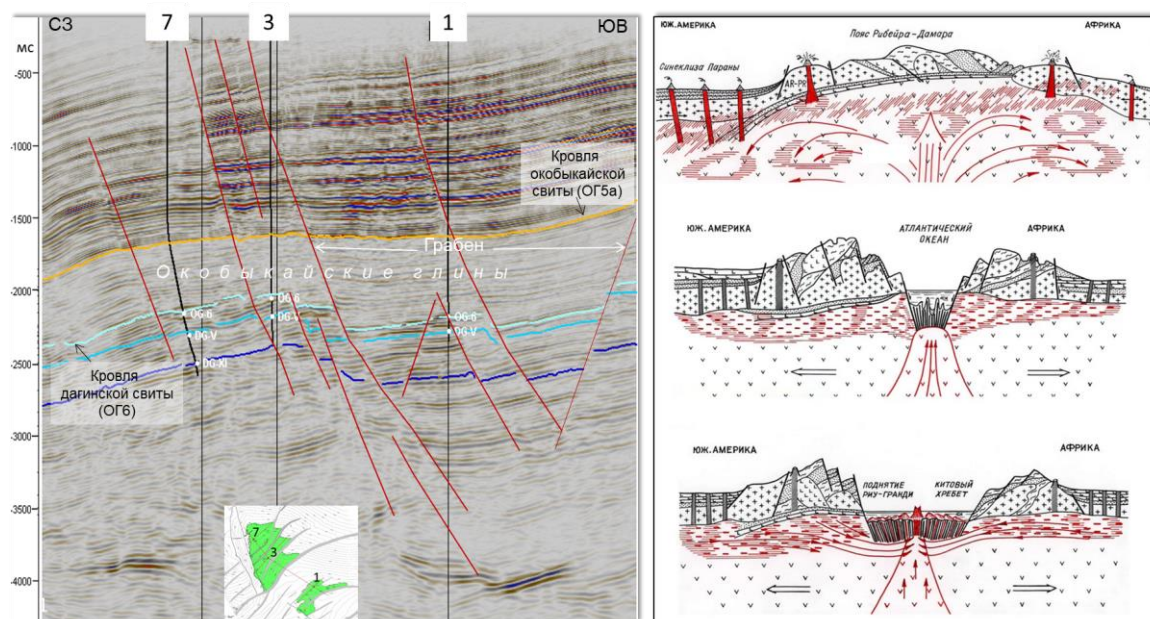
Палеотектонические реконструкции (Рис. 3) дают понимание о времени и генезисе тектонических событий.





**Рис. 3. Палеотектонический анализ**

Анализ показал, что в поздне-дагинское время южная часть месторождения испытала локальное воздымание и, в условиях субаэральной экспозиции, стала зоной денудации и локальным источником сноса для исследуемой территории. Затем - в окобыкайское время произошло резкое погружение этого же южного участка исследуемой области. Это связано с фазой грабенообразования - рифтингом. Аномально прогретая верхняя мантия под развивающимися рифтами сначала испытывает подъём (возникает так называемый мантийный диапир) и некоторое растекание в стороны [3], а вышележащая кора — сводно- или гребнеобразное вспучивание. При этом осадки гребневой зоны размываются и переотлагаются во фланговые. Затем идёт оседание мантийного диапира и трансенсия, которые углубляют и расширяют грабен-рифт. Залежь в районе скв. 1 приурочена к центральному горсту внутри грабена (Рис. 4).



**Рис. 4. Композитный временной разрез по линии пробуренных скважин и стадии рифтогенеза на примере Атлантики**

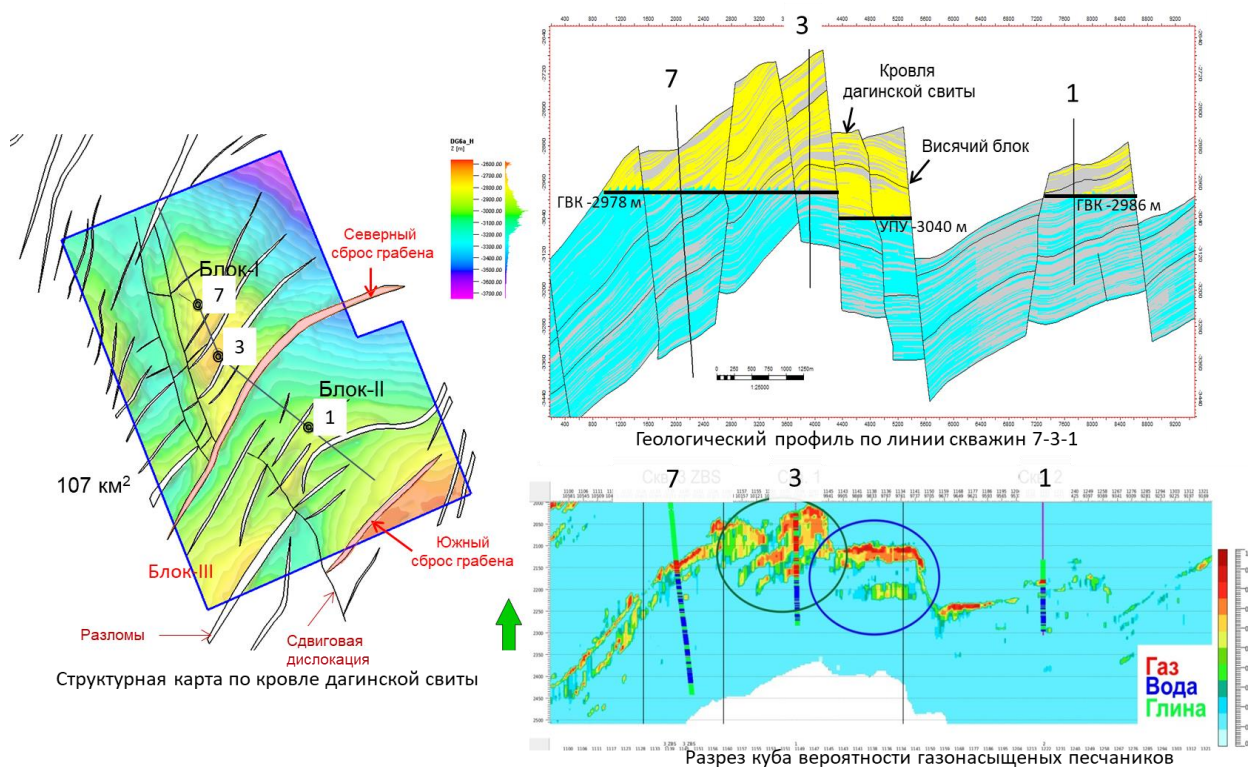
Любопытно отметить подобие макро- и микроуровней рифтогенеза и образование похожих тектонических элементов. На макроуровне (континент – океан) на последней стадии рифтинга вдоль его центральной части образуется срединно-океанический хребет. То же самое происходит и на микроуровне (в масштабах отдельного месторождения). В р-не скв. 1 внутри грабена виден центральный горст, который в плане также имеет вытянутую вдоль средней части рифта форму. Он присутствует на всех структурных картах по 5-ти горизонтам и имеет юго-запад - северо-восточное простирание.

На рис. 5 к юго-западу от скв. 1 в пределах центрального горста выделен Блок–III, как перспективный для доразведки объект, но изученный 3D сейсморазведкой пока лишь частично. По данным инверсии он характеризуется как газонасыщенный в верхней части дагинских отложений. Скорее всего горст будет продуктивен на всём его протяжении, поскольку часто грабен является зоной генерации углеводородов (УВ) ввиду соответствующих термобарических условий. Миграция УВ из очага генерации идёт вверх вдоль разломов, поэтому весьма вероятно газонасыщение и



южного плеча рифта к юго-востоку от скважины 1. Сопоставляя данные исследований шельфа и прилегающей суши, можно полагать, что грабен, разведанный в пределах месторождения «В» является северо-восточным продолжением грабена, выявленного ранее на суше острова Сахалин – их размеры, взаимное расположение и простирание совпадают.

Результаты сейсмической инверсии дают основание считать, что висячий блок южнее скв. 3, ограниченный с юга северным сбросом грабена (Рис. 5) может иметь собственный газо-водяной контакт ниже принятого по скважинам 7 и 3, что предполагает прирост запасов месторождения.

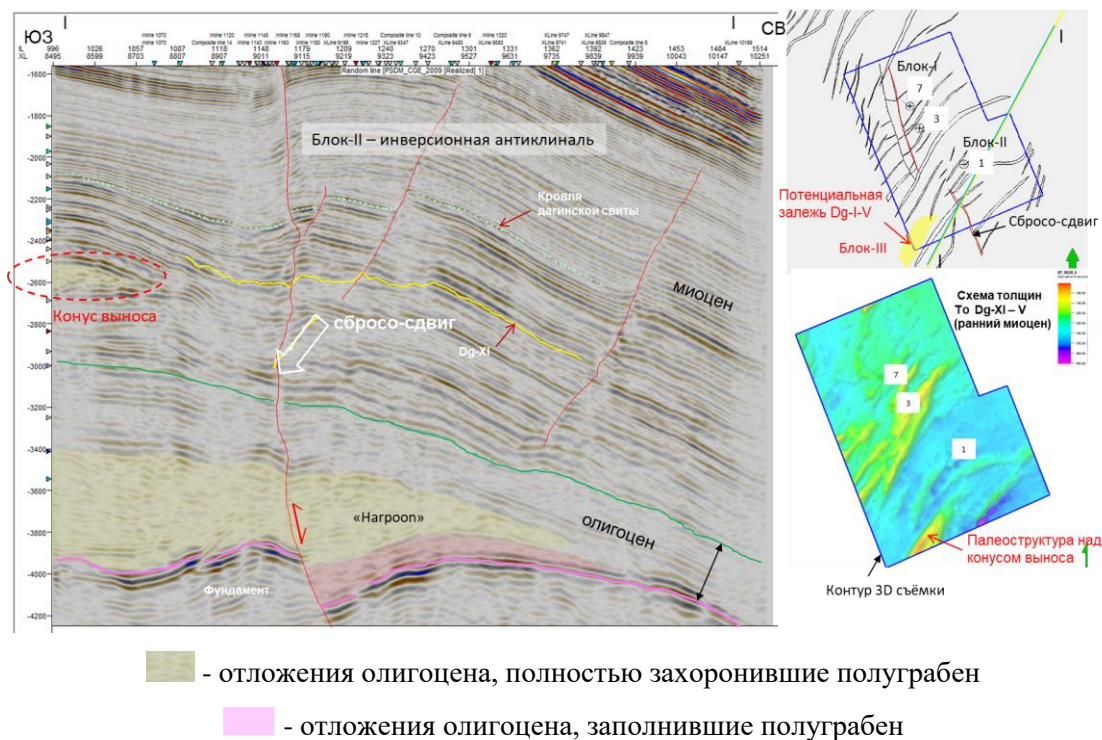


ГВК- газо-водяной контакт, УПУ – условный подсчётный уровень

**Рис. 5. Перспективы прироста запасов по уточнённой модели**

Следующий интересный для доразведки объект – очень крупный ранне-миоценовый конус выноса (возможно оползневое тело, обломочный или турбидитовый поток [4]), возникший под воздействием мощного юго-западного источника сноса обломочного материала и структура облекания над ним. Дистальная часть тела хорошо видна на временном разрезе во-

сточнее разлома, экранирующего потенциальную залежь блока-III на юго-западном краю съёмки 3D (Рис. 6).



**Рис. 6. Временной разрез I-I**

По предварительной оценке мощность отложений в его дистальной части достигает сотен метров, а глубина залегания 3,6 км. Стратиграфически он принадлежит к уйнинско-дагинскому комплексу и, по аналогии с одним из соседних месторождений региона, может находиться в интервале пластов XVII-XXIII. Данные пласты залегают на глубинах 3350-4000 м., имеют пористость 15-17 % и обладают III-IV классом проницаемости по А.А. Ханину [2].

Еще ниже по разрезу в интервале олигоцена на рис. 6 видна характерная структура «гарпун», встречающаяся и в других бассейнах тихоокеанской окраины. На изучаемой территории она свидетельствует о 1-й фазе рифтинга в олигоцене. Интенсивное грабенообразование в позднем олигоцене характерно для всего Северо-Сахалинского бассейна [2]. Соответственно формирование описанного выше миоценового грабена, по сути в том же месте, следует относить к очередной, но не 1-й фазе рифтогенеза в

пределах месторождения «В». Вместе с тем видно, что антиклиналь Блока-II имеет инверсионную природу.

Основные нефтегазоматеринские толщи бассейна - верхнеолигоцен-нижнемиоценовая и средне-верхнемиоценовая [5]. Главным элементом верхнеолигоцен-нижнемиоценовой толщи являются морские глинисто-кремнистые образования даехуриинского (верхний олигоцен) горизонта. Содержание в нем Сорг до 1,5-1,8 %, тип органического вещества (ОВ) - смешанный с преобладанием сапропелевого, мощность на шельфе достигает 2,0-2,5 км. Самостоятельное значение имеет и дагинско-уйнинский (нижний миоцен) прибрежный и континентальный угленосный комплексы (ОВ гумусового и гумусово-сапропелевого типа, содержание Сорг от 0,95 до 1,50 %). Примерно половина верхнеолигоцен-нижнемиоценовой толщи находится в главной зоне генерации и эмиграции нефти, на шельфе - в зоне генерации газа [5]. Таким образом, нижний миоцен ниже пласта Dg-XI и олигоцен могут рассматриваться как потенциально перспективные интервалы, но с учётом актуальной проблемы ухудшения фильтрационно-емкостных свойств пластов с глубиной за счёт уплотнения пород в изучаемом районе.

Оценивая перспективы доразведки в целом, очевидно, что требуется дополнительная 3D сейсморазведка на юго-запад от имеющегося полигона 3D с выходом на сушу острова для увязки с ближайшими скважинами, пробуренными ранее в прибрежной части. Тем самым будут доизучены северные и южные пририфтовые зоны, геометрия центрального горста и ранне-миоценового тела, а также структуры облекания над ним. Далее на запад на суше острова Сахалин ниже- и средне-миоценовые отложения выходят на поверхность и доступны для изучения в обнажениях. Увязка обнажений с данными сейсморазведки, геофизическими исследованиями скважин и образцами керн поможет надёжнее установить генезис осадков и прогноз свойств объектов поиска и разведки на изучаемой территории.

## Выводы

Авторами, на основе секвентной стратиграфии, уточнена межскважинная корреляция продуктивных отложений и концептуальная модель месторождения «В», выполнена соответствующая переинтерпретация 3D сейсморазведки. Это позволило: уточнить структурную основу месторождения, снизить расчлененность продуктивных коллекторов, получить прирост запасов на 14 %; улучшить характеристики прогнозных профилей добычи. Кроме того выявлены перспективы доразведки месторождения «В». Описанные подходы рекомендуется применять при построении геологических моделей других месторождений.

Добыча газа и конденсата на севере Сахалина оправдана близостью азиатских рынков и растущей потребностью в энергоносителях в странах Азиатско-Тихоокеанского Региона.

## Список литературы

1. Справка о состоянии и перспективах использования минерально-сырьевой базы Сахалинской области, 2021 г, ФГБУ «ВСЕГЕИ» №049-00016-21-00.
2. «Нефтегазовая геология Сахалинского региона» Харахинов В.В., Москва, Научный мир, 2010 г.
3. «Как образуются рифты кратко», образовательный портал [www.obrazovanie-gid.ru](http://www.obrazovanie-gid.ru), г. Москва, 2023 г.
4. «Практическое применение резервуарной седиментологии при моделировании углеводородных систем», Жемчугова В.А., РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2012 г.
5. «Геодинамика и перспективы нефтегазоносности осадочных бассейнов Дальнего Востока», Шейн В.С., Игнатова В.А., ВНИГНИ, Москва, 2007 г.

## References

1. Information about the status and prospects of using the mineral resource base of the Sakhalin region, 2021, VSEGEI, №049-00016-21-00. (in Russian)
2. V.V. Kharakhinov, 2010, Oil and gas geology of the Sakhalin Region, Moscow, Scientific World. (in Russian)
3. How rifts are formed in brief, 2023, Educational portal [www.obrazovanie-gid.ru](http://www.obrazovanie-gid.ru), Moscow. (in Russian)
4. V.A. Zhemchugova, 2012, Practical application of reservoir sedimentology in modeling of hydrocarbon systems, Gubkin Russian State University of Oil and Gas. (in Russian)
5. V.S. Shein, V.A. Ignatova, 2007, Geodynamics and prospects of oil and gas content of sedimentary basins of the Far East, VNIGNI, Moscow. (in Russian)

### **Сведения об авторах**

*Ванин Валерий Александрович*, главный менеджер Управления по геологии и разработке месторождений новых и зарубежных активов, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1

E-mail: VAVanin@tnnc.rosneft.ru

*Малышева Татьяна Михайловна*, главный специалист Управления по геологии и разработке месторождений новых и зарубежных активов, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1

E-mail: TMMalysheva@tnnc.rosneft.ru

### **Authors**

*V.A. Vanin*, Chief Manager, Administration for Geology and Development of New and Foreign Production Assets, Tyumen Petroleum Research Center LLC

79/1 Osipenko Str., 625002 Tyumen, Russia

E-mail: VAVanin@tnnc.rosneft.ru

*T.M. Malysheva*, Chief Specialist, Administration for Geology and Development of New and Foreign Production Assets, Tyumen Petroleum Research Center LLC

79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation

E-mail: TMMalysheva@tnnc.rosneft.ru

*Статья поступила в редакцию 01.10.2023*

*Принята к публикации 20.12.2023*

*Опубликована 30.12.2023*