

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2025.4.1-14>

EDN GJRFCN

УДК 550.8:553.98(571.6)

Обоснование доразведки глубокого горизонта на Дальнем Востоке России

Ванин В.А., Малышева Т.М., Панченко И.В., Плаксина М.У.

ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Rationale for supplementary exploration of a deep horizon in the Russian Far East

V.A. Vanin, T.M. Malysheva, I.V. Panchenko, M.U. Plaksina

«RN-Geology Research Development» LLC, Tyumen, Russia

E-mail: VAVanin@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация. Крупное нефтегазовое месторождение А расположено на шельфе Охотского моря. В разрезе доказана продуктивность нескольких пластов, которые находятся в разработке. На данном месторождении самая глубокая скважина А-1 вскрыла лишь часть окобыкайской свиты нижнего миоцена, которая является мощной региональной покрывкой для залежей углеводородов (УВ) в дагинских отложениях на целом ряде других месторождений региона. Нефтегазоносность дагинской свиты подтверждена как на суше, так и на шельфе Охотского моря. Оценки перспективности дагинских отложений (N1dg) рассматриваемого месторождения А проводились в разные годы несколькими авторами, но мнения исследователей в данном вопросе расходятся, в т. ч. из-за влияния газа вышележащих пластов на качество сейсмических сигналов, относящихся к целевому дагинскому интервалу. В статье рассматривается комплекс имеющейся геолого-геофизической информации, позволивший найти набор аргументов в пользу перспективности дагинского поискового объекта. Он рекомендуется для доразведки бурением.

Ключевые слова: дагинская свита, регрессия, проградация дельты, грабен, катагенез, формирование коллекторов, амплитудная аномалия

Для цитирования: Ванин В.А., Малышева Т.М., Панченко И.В., Плаксина М.У. Обоснование доразведки глубокого горизонта на Дальнем Востоке России // Нефтяная провинция.-2025.-№4(44).-С. 1-14. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.4.1-14>. - EDN GJRFCN

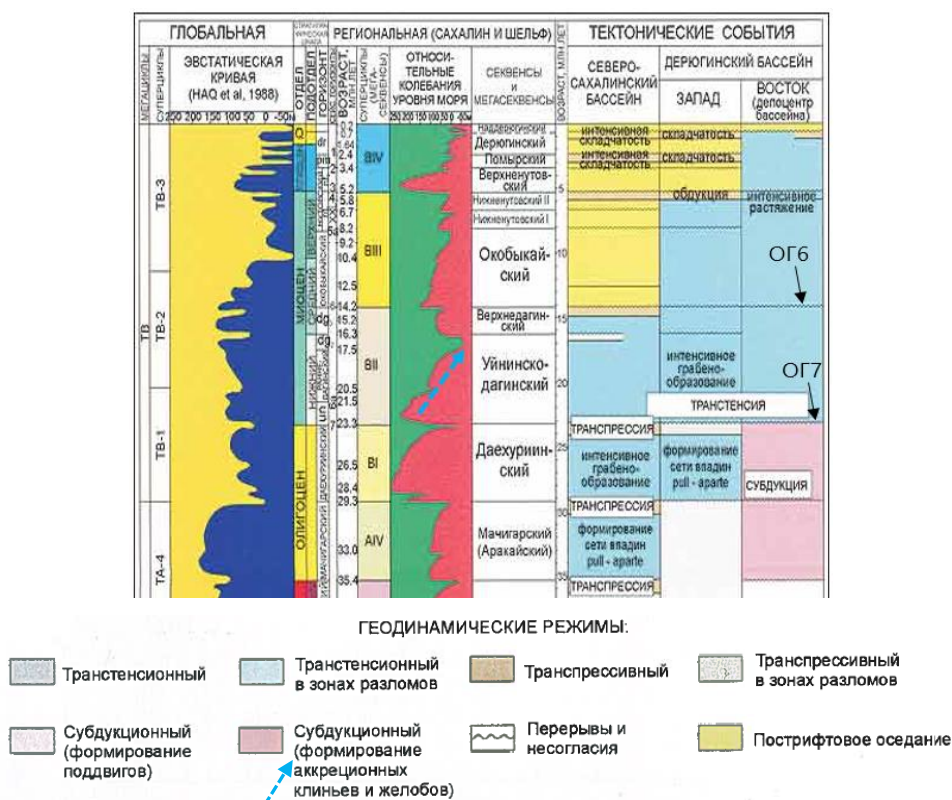
Abstract. A giant oil and gas field A is located on the shelf of the Sea of Okhotsk. The vertical productivity of several layers that are under development has been proven. The deepest well A-1 at the field penetrated only a part of the Okobykay formation of the Lower Miocene, which is a thick regional seal for hydrocarbon (HC) reservoirs of Dagi horizon in a number of other fields in the region. The oil and gas potential of Dagi formation has been confirmed both onshore and offshore in the Sea of Okhotsk. The prospects of Dagi formation (N1dg) of the considered field A have been estimated by several authors over the years, but the opinions on this issue differ, including due to the influence of gas from the overlying reservoirs on the quality of seismic signals related to the target Dagi interval. The article describes a complex of available geological and geophysical information, which made it possible to find a set of arguments in favor of the Dagi prospecting target. It is recommended for additional exploration by drilling.

Key words: *dagi formation, regression, delta progradation, graben, katagenesis, net-reservoir formation, amplitude anomaly*

For citation: V.A. Vanin, T.M. Malysheva, I.V. Panchenko, M.U. Plaksina Obosnovaniye dorazvedki glubokogo gorizonta na Dalnem Vostoke Rossii [Rationale for supplementary exploration of a deep horizon in the Russian Far East]. Neftyanaya Provintsiya, No. 4(44), 2025. pp. 1-14. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.4.1-14>. EDN GJRFCN (in Russian)

Введение

Общие предпосылки перспективности пласта N1dg дагинских отложений (Рис. 1) [1] сводятся к следующему: наличие открытых и разрабатываемых залежей нефти и газа в дагинских отложениях на ближайших месторождениях суши и шельфа, в т.ч. более 30 км восточнее (т.е. вглубь шельфа), где коллекторы относят к отложениям конусов выноса; положение месторождения в дельте палео-Амура в зоне усиления её влияния к северу от Киринского блока [2]; две фазы регрессий моря в поздне-дагинское время, особенно предсредне-миоценовая (снижение относительного уровня в течение раннего миоцена на ~300 м) [1], которые неизбежно способствовали проградации дельты палео-Амура вглубь шельфа и формированию коллекторов, а также размыву и переотложению осадков, оказавшихся в субаэральных условиях, что фактически отражается в стратиграфических несогласиях.



Локальный тренд падения уровня моря
 ОГ6 - отражающий горизонт кровля дагинских отложений;
 ОГ7 - отражающий горизонт кровля даехуриинских отложений

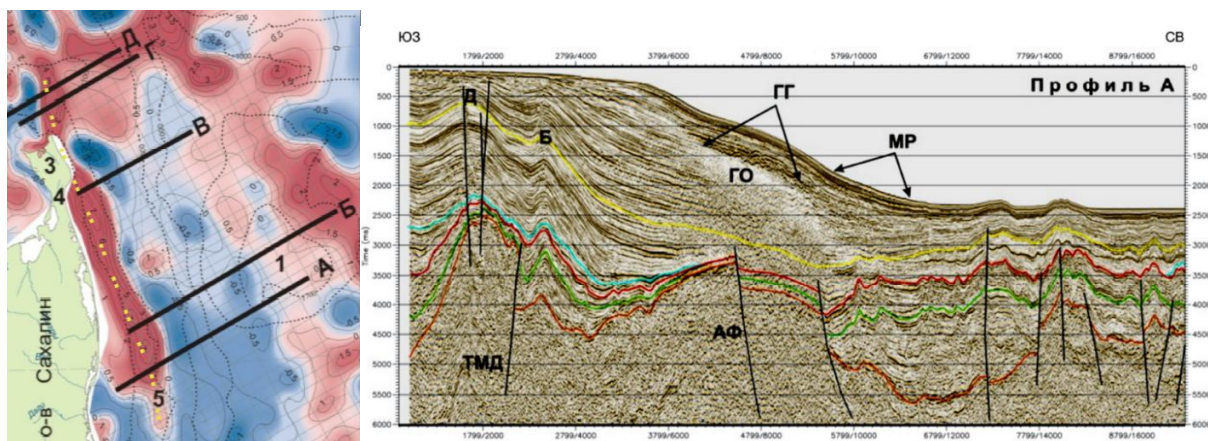
Рис. 1. Стратиграфия района, глобальные и относительные колебания уровня моря

Здесь же отметим, что прогибание бассейна началось только в среднем миоцене – в окобыкайское время, когда он вновь становится глубоководным. На участке нефтегазоносности глубоких горизонтов I – XXVII нижнего миоцена, в который входит и месторождение А, выявлены 11 продуктивных пластов. По данным 3D сейсморазведки по кровле дагинской свиты картируется замкнутая структура на глубине, сопоставимой с глубиной уже открытых залежей на ближайших месторождениях-аналогах суши и шельфа. При этом существует общий региональный тренд увеличения глубины залегания продуктивных пластов дагинской свиты в северном направлении.

Концептуальная модель. Вблизи месторождения А существуют два крупных очага генерации УВ – к северу и югу от него. Латеральной мигра-

ции УВ в дагинскую ловушку способствует наличие мощного окобыкайского регионального флюидоупора. Повышение экранирующих свойств глинистых пород с погружением комплекса приводит к усилению процесса аккумуляции. Для рассматриваемого района установлены верхне-олигоцен – нижне-миоценовые и верхне-меловые нефтегазоматеринские толщи (НГМТ). Последние (с эоцена - раннего миоцена) уже в значительной степени реализовали свой нефтематеринский потенциал и перешли к способности газогенерации (Лобусев, Морозова, РГУ нефти и газа им. Губкина, 2024 г.). Активная генерация УВ в материнских толщах даехурийского горизонта началась ~10 млн. лет назад и, в меньшей степени, продолжается. Активная генерация УВ в материнских породах дагинского горизонта началась позже, ~7 млн. лет назад, и также продолжается по настоящее время [3].

Одним из важных обстоятельств в дальнейшем анализе будет появление крупного тектонического элемента вблизи Сахалина – Трёхбратской мегаантиклинали и мегадайки (ТМД), выявленной по комплексу методов МОГТ и магниторазведки (Рис. 2) [4]. Данная антиклиналь не находит своего отражения на палеотектонической схеме олигоценового времени [1], но чётко проявляется в раннем миоцене (Рис. 3) – об этом свидетельствуют уменьшенные временные толщины двух раннемиоценовых сейсмокомплексов [5]. Поэтому время её возникновения относим к рубежу олигоцена – миоцена, когда рассматриваемый бассейн испытывал геодинамический режим транспрессии (Рис. 1).



Цифрами обозначены: 1 – впадина Дерюгина, 3 – п-ов Шмидта, 4 – Охинский перешеек, 5 – Трехбратская мегаантиклиналь и мегадайка (ТМД). Изодинамы в нанотеслах ($n \cdot 10^2$ нТл), изобаты – в метрах. Желтые точки – ось мегадайки и восточно-Сахалинской магнитной аномалии.

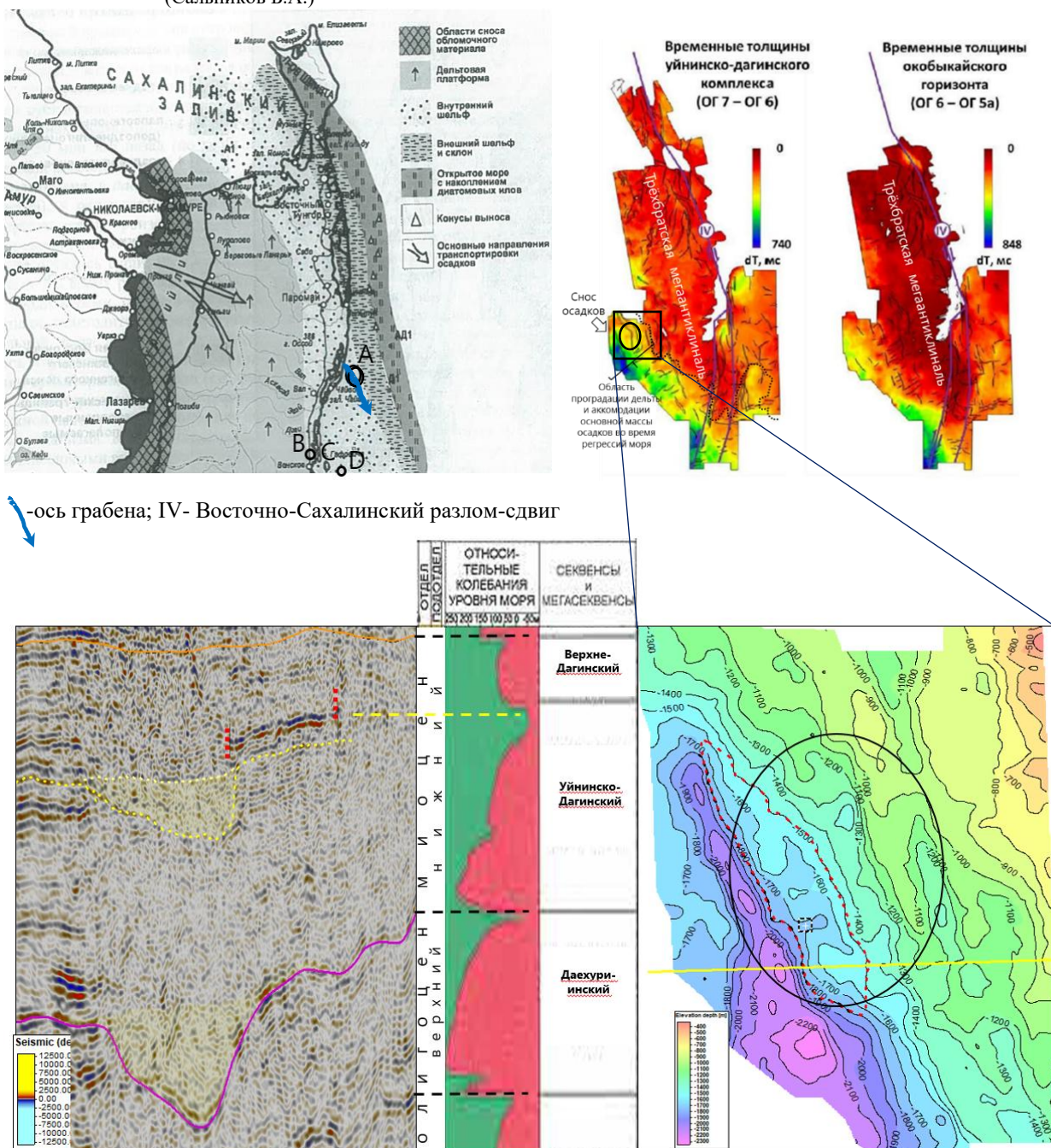
Сейсмокомплексы: жёлтый – кровля нутовского; голубая – кровля окобыкайского; красная – кровля уйнинско-дагинского (ОГ6); зеленая – кровля даехуриинско-люкаминского (ОГ7); тёмно-красный – акустический фундамент (АФ). Д, Б – антиклинали; ГГ – газогидраты; ГО – газовое окно; МР – мегарябь

Рис. 2. Схема магнитного поля и батиметрии подводной окраины Сахалина (В.А. Зайцев, ДМНГ) с положением профилей А-Д МОГТ съемок 2000 и 2004 гг.

Другим интересным элементом системы является крупный грабен, соответствующий зоне резко увеличенной толщины осадков (нижняя схема рис. 3) и развитый в юго-восточном направлении. На сейсмическом разрезе рис. 3 показаны два отдельных фрагмента его эволюции – поздне-олигоценовый (даехуриинский горизонт) и ранне-миоценовый (уйнинско-дагинский комплекс). Видно, что грабен постепенно заполнялся осадками. На рис. 1 показано, что как раз позднему олигоцену в истории Северо-Сахалинского бассейна соответствует интенсивное грабенообразование.

Основной источник сноса терригенного материала в рассматриваемом районе – палео-Амур – находился северо-западнее поискового объекта дагинской свиты месторождения А. На схеме толщин уйнинско-дагинского комплекса наблюдается серия вытянутых с северо-запада на юго-восток участков увеличенных и уменьшенных толщин, что подтверждает влияние северо-западного источника сноса. Вместе с тем видно, что куполовидного поднятия самого месторождения А в дагинское время ещё не существовало, это постседиментационная структура.

Обстановки осадконакопления дагинского времени
(Сальников Б.А.)



○ - контур куполовидной структуры дагинского поискового объекта месторождения А
- область ярких амплитуд в интервале дагинских отложений

**Рис. 3. Обстановки осадконакопления и толщины сейсмокомплексов
в районе исследований**

На глубинном палео-разрезе рис. 3 наблюдаются амплитудные аномалии, соответствующие регрессивным циклам. Выделенная в верхней части разреза аномалия приурочена к наиболее низкому стоянию уровня моря – к

так называемой предсреднемиоценовой регрессии в конце дагинского времени. Эта наиболее яркая амплитудная аномалия протягивается вдоль восточного борта грабена в пределах контура куполовидной структуры дагинского поискового объекта месторождения А, незначительно выходя за её пределы. Учитывая, что в дагинское время рассматриваемый район относился к подводной окраине континента, одна из самых масштабных регрессий моря привела к существенной проградации дельты Амура. Увеличенная толщина уйнинско-дагинских отложений в районе месторождения А и юго-восточнее может быть связана с зоной аккомодации основной массы осадков палеodelьты Амура. Трёхбратская антиклиналь, сформированная мегадайкой, как конседиментационное поднятие, выполняла роль природного барьера, поэтому, особенно в регрессивную фазу, поток терригенных осадков вынужденно огибал с юга естественное препятствие. В этот период свод поднятия мог выходить в субаэральную экспозицию и денудировать, а у её южных границ имела область для проградации дельты. Таким образом вероятность формирования дагинских коллекторов во время предсреднемиоценовой регрессии в районе структуры А оценивается высоко.

Оценка перспективности. Выделенная амплитудная аномалия интерпретируется как мощный газонасыщенный пласт-коллектор. В пределах грабена эта аномалия не прослеживается, очевидно, по той причине, что в данный период грабен представлял собой подводный каньон, в котором стремительный поток осадков подвергался интенсивному перемешиванию, поэтому гидродинамическая связь с песчаниками, отложенными на его бортах, нарушена. Подобные подводные каньоны встречаются и выше по разрезу – в нутовских отложениях верхнего миоцена. Как видно на рис. 3, в восточной части структуры яркость амплитуды также ослабевает, что связано с повышением палеорельефа во время осадконакопления в сторону Трёхбратской антиклинали. В этом направлении прогнозируется постепен-

ное выклинивание коллекторов. Скважина, пробуренная восточнее месторождения А на своде Трёхбратской антиклинали (месторождение G), зафиксировала минимальную толщину дагинских осадков при полном отсутствии коллекторов. Соответственно, для дагинского времени расчленённый рельеф дна имел определяющее значение при пространственном развитии палеорусел и аккомодации грубообломочного материала.

При высоком стоянии моря область разгрузки дельты отодвигалась на запад – северо-запад и в рассматриваемой области накапливалась взвесь лёгких преимущественно алевроито-глинистых частиц. На сводах высокоамплитудных поднятий оседали еще более тонкие осадки, неспособные к формированию коллекторов.

Согласно 3D сейсмическим данным, свод Трёхбратской антиклинали характеризуется дефицитом осадков вплоть до ранненутовского времени включительно. Антиклиналь перестала быть барьером на пути выноса осадков палео-Амура лишь в ранненутовское время в позднем миоцене. В этот период антиклиналь оказалась полностью погребена под толщей осадков, рельеф дна бассейна существенно выравнен.

На трёх соседних к югу месторождениях-аналогах (В, С, D) дагинские продуктивные пласты уверенно коррелируются с северо-запада на юго-восток как отдельные углубляющиеся парасеквенсы, разделённые поверхностями максимального затопления и почти без существенной потери песчаности (Рис. 4). При этом структура А находится ближе к источнику сноса и на почти сопоставимом с южными аналогами удалении вглубь палеошельфа (Рис. 3), следовательно наличие тех же пластов-коллекторов Dg- I – Dg-VI в пределах структуры А высоковероятно.

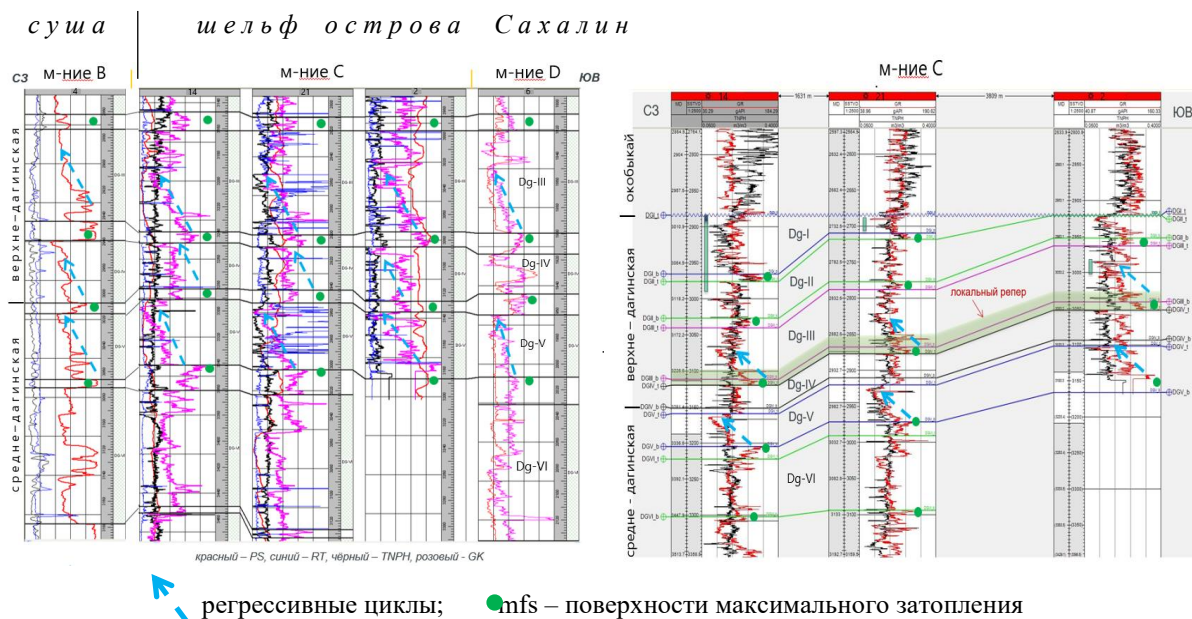


Рис. 4. Корреляция пластов на месторождениях-аналогах

На месторождении С зафиксирован разрыв кровли верхне-дагинских отложений на палео-поднятии в его юго-восточной части. Данные сейсморазведки показывают, что общая толщина окобыкайской покрывки и дагинского интервала структуры А сопоставима с теми же толщинами ближайших южных аналогов С и D, что может говорить о схожих условиях формирования осадков. При этом в настоящее время кровля дагинской свиты структуры А залегает на 1 км глубже аналогов С и D за счёт толщины вышележащих отложений. В связи с этим возникает вопрос качества коллекторов глубоко залегающего горизонта.

Вблизи месторождения А на суше открыты месторождения Е и F, где этажи нефтегазоносности в дагинском интервале составляют 0,7-0,9 км, содержат залежи жирного газа и подгазовые залежи нефти, а отметки самых глубоких продуктивных пластов достигают 4,2-4,3 км, что превосходит глубину залегания перспективного дагинского объекта месторождения А. Пористость (Кп) продуктивных пластов месторождений Е и F на глубине 4,0-4,3 км остаётся в пределах 0,12-0,14, а на отметках 3,8-4,0 км в диапазоне 0,14-0,17. Один из пластов на глубине 3,8 км, насыщенный лёгкой

нефтью и средней эффективной толщиной 36 м, имеет K_p 0,16, проницаемость ($K_{пр}$) более 100 мД, а коэффициент извлечения нефти (КИН) утверждён на уровне 0,42. На Южно-Кирином шельфовом месторождении на коллекции из 236 образцов пород дагинской свиты установлено широкое развитие микротрещин по плоскостям спайности и границам зёрен [6].

Рассмотрим причины сохранения высоких фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пластов на больших глубинах. Диагенез горных пород идёт за счет внутренней энергии, неравновесности системы, катагенез определяется, преимущественно, внешними воздействиями [7]: температурным градиентом ΔT – главным ускорителем процессов катагенеза; литостатической нагрузкой давления вышележащих пород и осадков (P_s); флюидным давлением (P_f) и химическим составом газовой фазы в осадочной толще; кислотно-щелочным pH; окислительно-восстановительным E_h потенциалом среды; радиоактивным излучением. Из перечисленных факторов можно сделать вывод, что абсолютная глубина погружения отложений не имеет особого значения. Термобарические условия и активное участие минерализованных растворов играют большую роль в минеральных, структурных и текстурных преобразованиях горных пород [7].

В различных участках и на разных глубинах геотермический градиент непостоянен и определяется составом горных пород, их физическим состоянием и теплопроводностью, плотностью теплового потока, близостью к интрузиям и другими факторами. Обычно геотермический градиент Земли колеблется от 0,5-1 до 20°C и в среднем составляет около 3°C на 100 метров [8]. В рассматриваемом районе на месторождениях-аналогах наблюдается некоторый разброс в значениях геотермоградиентов (ГТГ). Так для описанных выше месторождений Е и F, расположенных на прибрежной суше, он составляет 2,3°C/100 м (Рис. 5), что ниже среднего значения. Для месторождений G и H, открытых в пределах Трёхбратской мегаан-

тиклинали (шельф) он достигает уже $3,3^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$. Потенциально перспективный объект А находится географически между группами G-H и E-F и имеет геотермический градиент $2,9^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$, что также ниже среднего значения. Из этого можно сделать несколько выводов: 1) В рассматриваемом районе наблюдается латеральное уменьшение ГТГ от Трёхбратской мегаантиклинали к суше острова на $1^{\circ}\text{C}/30\text{ км}$. Не исключено, что природным теплопроводом здесь является сама структурообразующая мегадайка, возможно до сих пор связанная с астеносферой и термоградиент уменьшается при удалении от неё; 2) Сохранению ФЕС дагинских пластов месторождений E и F по мере их погружения при эволюции бассейна способствует низкий ГТГ как основной фактор катагенеза; 3) На месторождении А термоградиент со значением ниже среднего также может ограничивать процессы катагенеза и сохранять ФЕС пластов при их погружении на большие глубины.

На рис. 5 приведено закономерное увеличение начального содержания стабильного конденсата с глубиной по ближайшим месторождениям-аналогам, которое можно использовать при оценке ресурсов конденсата. В дагинской ловушке месторождения А наиболее вероятна залежь жирного газа, возможно с нефтяной оторочкой.

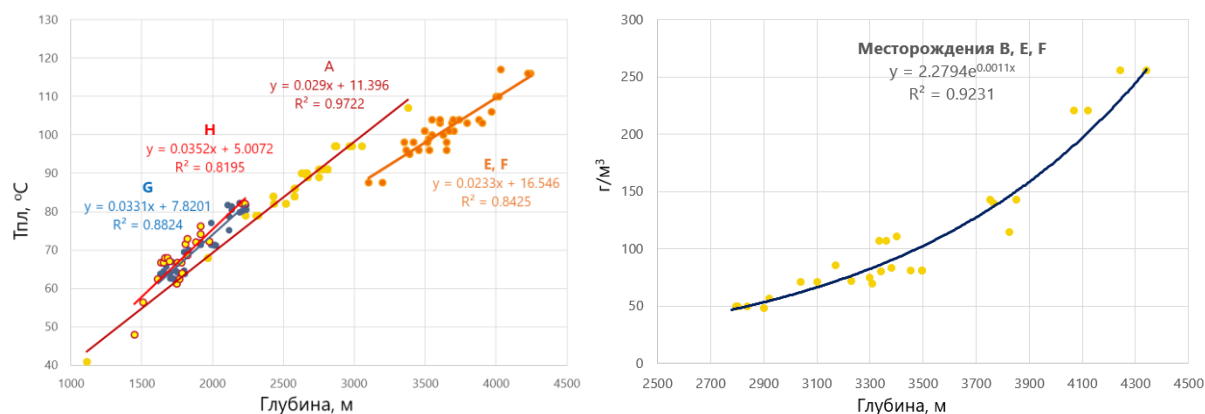


Рис. 5. Изменение пластовых температур (слева), содержание стабильного конденсата (справа)

Выводы. На месторождениях шельфа Охотского моря залежи УВ встречены под всеми флюидоупорами толщиной более 40 м, а наиболее крупные из них экранируются покрывками мощностью больше 80 м. В Дагинском районе главный интервал нефтегазонакопления определяется положением кровли окобыкайского горизонта (наиболее глубокая залежь — 4850 м). Характерен пластово-массивный тип залежей [9]. На месторождении А толщина окобыкайской покрывки по данным сейсморазведки составляет более 800 м и вскрыта одной скважиной примерно наполовину.

Начальные пластовые давления в объектах дагинской свиты одного из ближайших месторождений F характеризуются коэффициентами аномальности 1,1-1,4. В окобыкайском интервале месторождения А также зафиксировано аномально высокое пластовое давление (АВПД). До 70% вскрытая толщина покрывки представлена аргиллитами и глинами, встречаются 5 - 10 м песчано-алевритовые пропластки. Предположительно и дагинская свита А будет содержать АВПД.

С учётом размеров ловушки и прогнозных параметров пласта ресурсный потенциал N1dg на месторождении А оценивается достаточно высоко, с большой вероятностью способен обеспечить прирост запасов газа месторождения на 10-15% и рекомендуется для доразведки глубоким бурением.

Список литературы

1. Харахинов В.В. Нефтегазовая геология Сахалинского региона // Москва, Научный мир. 2010 г. Фиг. 7, Фиг. 34.
2. Захаров Е.В., Толстиков А.В., Калита М.А. Основные результаты поисковых работ в блоке IV и геологическое обоснование очередности проведения поисково-разведочных работ в блоках I и II проекта «Сахалин-3 // Научно-технический сборник «Вести газовой науки» №3 (14) 2013 г. с. 58-66
3. Бондарев А.В., Керимов В.Ю., Сизиков Е.А. Очаги генерации углеводородов в при-сахалинском шельфе Охотского моря // XXI Губкинские чтения. г. Москва, 2016 г. С. 11-17
4. Ломтев В.Л., Литвинова А.В. Новые данные о строении подводной окраины Северного Сахалина // Москва. Геодинамика и тектонофизика. 2011 г. - V2, №1. С. 83–94
5. Шегай В.И. Актуализация зональной геологической модели северо-восточного шельфа острова Сахалин // Москва. 2022 г. Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. С. 64

6. Жуков В.С., Чуриков Ю.М., Моторыгин В.В. Изменения структуры порового пространства коллекторов дагинского горизонта при моделировании пластовых условий // Вести газовой науки №3 (31). 2017 г. С. 238-246
7. Изьюрова Е.С., Изьюрова А.Д., Постникова О.В. Вторичные преобразования терригенных пород-коллекторов // Учебное пособие. РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. 2024 г. С. 32.
8. Википедия https://ru.wikipedia.org/wiki/Геотермический_градиент
9. Джафаров И.С., Керимов В.Ю., Шилов Г.Я. Шельф, его изучение и значение для поисков и разведки скоплений нефти и газа // С-Петербург. Недра. 2005 г. С. 221.

References

1. Kharakhinov V.V. Neftegazovaya geologiya Sakhalinskogo regiona [Petroleum geology of Sakhalin region]. Moskva: Izd-vo "Nauchny Mir" [Moscow: Scientific World Publishing House], 2010. - fig. 7, fig. 34. (in Russian)
2. Zakharov E.V., Tolstikov A.V., Kalita M.A. Osnovnye rezultaty poiskovyh rabot v Bloke IV i geologicheskoe obosnovaniye ocherednosti provedeniya poiskovo-razvedochnykh rabot v Blokah I i II proekta Sakhalin-3. [Main results of prospecting work at Block IV and geologic substantiation of sequence of prospecting and survey works at Blocks I and II under the Prject Sakhalin -3]. VNIIGAZ Journal. [VNIIGAZ Journal], 2013 - No. 3 (14). p. 58-66. (in Russian)
3. Bondarev A.V., Kerimov V.Yu., Sizikov E.A. Ochagi generatsii uglevodorodov v prisakhalskom shelfe Okhotskogo morya [Source kitchen of Sakhalin-Okhotsk shelf]. Moskva: XXI Gubkinskiye chteniya [Moscow: XXI Gubkin Readings], 2016. - p. 11-17. (in Russian)
4. Lomtev V.L., Litvinova A.V. [New data on the structure of the offshore margin of the Northern Sakhalin]. Moskva: Geodinamika i Tektonofizika [Moscow: Geodynamics and Tectonophysics]. 2011. - V2, No.1. p. 83-94. (in Russian)
5. Shegai V.I. Aktualizatsiya zonalnoy geologicheskoy modeli severo-vostochnogo shelfa ostrova Sakhalin [Updating a zonal static model of the northeastern shelf of Sakhalin Island]. Moskva: Dissertatsiya na soiskaniye uchenoy stepeni kandidata geologo-mineralogicheskikh nauk [Moscow: Ph.D. thesis]. 2022 - p. 64. (in Russian)
6. Zhukov V.S., Churikov Yu.M., Motorygin V.V. Izmeneniya struktury porovogo prostanstva kollektorov daginskogo gorizonta pri modelirovanii plastovykh usloviy [Modification of porous space structure in reservoirs of Dagi horizon at transition from atmospheric conditions to in-situ ones]. Moskva: Vesti Gazovoy Nauki [Moscow: VNIIGAZ Journal No. 3 (31)]. 2017 - p. 238-246. (in Russian)
7. Izyurova E.S., Izyurova A.D., Postnikova O.V. Vtorichnyye preobrazovaniya terrgennykh porod-kollektorov [Secondary transformations of terrigenous reservoir rocks]. Moskva Uchebnoye posobiye RGU im. Gubkina [Moscow: Educational guidance: Gubkin Oil and Gas University]. 2024. - p. 32. (in Russian)
8. Wikipedia: https://ru.wikipedia.org/wiki/Geothermal_gradient (in Russian)
9. Jafarov I.S., Kerimov V.Yu., Shilov G.Ya. Shelf, ego izucheniye i znacheneye dlya poiskov i razvedki skopleniy nefiti i gaza [The shelf, its study and significance for prospecting and exploration of oil and gas accumulations]. St. Petersburg: Nedra. [St. Petersburg: Nedra]. 2005. - p. 221. (in Russian)

Сведения об авторах

Ванин Валерий Александрович, главный менеджер, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»
Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1
E-mail: VAVanin@rn-gir.rosneft.ru

Малышева Татьяна Михайловна, главный специалист, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»
Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1
E-mail: tmmalysheva@tnnc.rosneft.ru

Панченко Илья Владимирович, специалист, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»
Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1
E-mail: IV_Panchenko2@tnnc.rosneft.ru

Плаксына Милена Умхаевна, специалист, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»
Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1
E-mail: MU_Plaksina3@tnnc.rosneft.ru

Authors

V.A. Vanin, Head manager, «RN-Geology Research Development» LLC
79/1, Osipenko St., Tyumen, 625002, Russian Federation
E-mail: VAVanin@rn-gir.rosneft.ru

T.M. Malysheva, Head specialist, «RN-Geology Research Development» LLC
79/1, Osipenko St., Tyumen, 625002, Russian Federation
E-mail: tmmalysheva@tnnc.rosneft.ru

I.V. Panchenko, specialist, «RN-Geology Research Development» LLC
79/1, Osipenko St., Tyumen, 625002, Russian Federation
E-mail: IV_Panchenko2@tnnc.rosneft.ru

M.U. Plaksina, specialist, «RN-Geology Research Development» LLC
79/1, Osipenko St., Tyumen, 625002, Russian Federation
E-mail: MU_Plaksina3@tnnc.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 23.09.2025
Принята к публикации 15.12.2025
Опубликована 30.12.2025