

<https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-5-41-53>

УДК 550.8.013



ОСОБЕННОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ АНОМАЛЬНЫХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ В АКВАТОРИИ ПРИСАХАЛИНСКОГО ШЕЛЬФА

А.К. ШАТЫРОВ

ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе»
23, ул. Миклухо-Маклая, г. Москва 117997, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. Рассматриваются условия особенностей распределения аномальных пластовых давлений в акватории Присахалинского шельфа с использованием скважинных данных.

Цель. Проанализировать генезис зон аномально высоких поровых давлений (АВПоД) и аномально высоких пластовых давлений (АВПД) и выявление неоднородностей поровых давлений Присахалинского шельфа.

Материалы и методы. Систематизация данных и статистическое обобщение, частичное заимствование материалов из промысловых данных, справочной литературы и опубликованных материалов. Моделирование процесса образования АВПоД (АВПД) выполнялось с использованием программы «PetroMod» (Шлюмберже).

Результаты. В результате исследований выделены зоны АВПоД на Присахалинском шельфе, относящиеся к сингенетическим АВПоД, которые обычно встречаются в развитых вниз по региональному падению фациях, состоящих из дельтовых осадков, отложенных поочередно в обстановках внутренней неритовой (солончато-водные и прибрежно-морские осадки) и средней неритовой (мелководные морские осадки) зон, т.е. там, где обычно велика скорость осадконакопления. С этой позиции изучены АВПоД (АВПД) в дельтовых отложениях Палео-Амура на Присахалинском шельфе. Различными методиками и прямыми скважинными замерами было доказано присутствие зон АВПоД (АВПД) в разрезе, в пределах Присахалинского шельфа в нескольких скважинах зафиксировано повышение пластового давления, т.е. выявлены зоны аномально высоких пластовых давлений (АВПД). Моделирование процесса образования АВПоД (АВПД) основано на знаниях о процессах уплотнения горных пород, их начальных, конечных и нормальных свойствах пористости, плотности и давления

Ключевые слова: АВПД, АВПоД, АНПД, Сахалин, поровое давление, пористость, УВ

Конфликт интересов: автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Шатыров А.К. Особенности распределения аномальных пластовых давлений в акватории Присахалинского шельфа. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2022;64(5):41—53. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-5-41-53>

Статья поступила в редакцию 10.10.2022

Принята к публикации 11.11.2022

Опубликована 19.12.2022

DISTRIBUTION CHARACTERISTICS OF ABNORMAL FORMATION PRESSURES IN THE AQUATIC AREA OF THE SAKHALIN SHELF

ANAR K. SHATYROV

*Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting
23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia*

ABSTRACT

Introduction. The conditions determining the distribution of abnormal formation pressures in the aquatic area of the Sakhalin shelf are analysed using boring data.

Aim. To analyse the genesis of abnormally high pore pressure (AHPP) or abnormally high formation pressure (AHFP) zones and identify the pore pressure heterogeneities of the Sakhalin shelf.

Materials and methods. Data systematization and statistical generalization, partial borrowing of materials from field data, reference literature and published materials. Modelling of the AHPP (AHFP) formation process was performed using the PetroMod software (Schlumberger).

Results. The study revealed the isolated AHPP zones of the Sakhalin shelf, related to the syngenetic AHPPs and typically encountered in facies that develop downward the regional dip and consist of deltaic sediments, formed subsequently in the environments of internal neritic (subsaline-aqueous and offshore-marine sediments) and middle neritic (shallow marine sediments) zones, i.e., in places with the large mass accumulation rate. From this position, the AHPPs (AHFPs) in the Paleo-Amur deltaic sediments of the Sakhalin shelf were studied. Various procedures and direct borehole measurements proved the sectional presence of AHPP (AHFP) zones. Within the limits of the Sakhalin shelf, an increase in the formation pressure is recorded in several boreholes, i.e., zones of abnormally high formation pressure (AHFP) are revealed. The process of forming AHPP (AHFP) should be modelled based on the knowledge about the compaction processes of rocks, as well as their initial, final and normal porosity, density and pressure.

Keywords: AHFP, AHPP, ALFD, Sakhalin, pore pressure, porosity, HC

Conflict of interest: the authors declare that there is no conflict of interest.

Financial disclosure: no financial support was provided for this study.

For citation: Shatyrov A.K. Distribution characteristics of abnormal formation pressures in the aquatic area of the Sakhalin shelf. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2022;64(5):41—53. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-5-41-53>

Manuscript received 10 October 2022

Accepted 11 November 2022

Published 19 December 2022

Без учета роли пластовых (поровых) давлений невозможно понять сущность многих геологических процессов и явлений, а также производить успешное бурение [15]. При этом повышенный интерес представляют зоны аномально высоких поровых (АВПоД) и пластовых давлений (АВПД), существующие в разрезах многих нефтегазовых комплексов.

Пластовые и поровые давления в водонапорных системах могут достигать значений, которые существенно отличаются от нормального гидростатического давления (P_n гидр.). Аномально высоким пластовым (поровым) давлением АВПД (АВПоД) считают давление, отвечающее неравенству:

$P_a > P_n$ гидр., и аномально низким пластовым (поровым) давлением АНПД (АНПоД) считают давление, когда выполняется неравенство $P_a < P_n$ гидр. [11]. Под аномально высоким здесь и далее понимается давление, превышающее условное гидростатическое (давление столба жидкости плотностью 1000 кг/куб. м и высотой от точки вскрытия пласта до поверхности земли) на 15—20% (на практике иногда до 30%). Для изучения распределения давлений по разрезу и их изменений по площади используют коэффициент аномальности. В общем случае коэффициентом аномальности (K_a) называют отношение аномального пластового или порового давления P_a

к нормальному гидростатическому давлению **Рн. гидр.**, вычисленному для той же глубины.

На Присахалинском шельфе (Северо-Сахалинская НГО) наиболее распространены на традиционных глубинах, к которым приурочены открытые залежи углеводородов, глинистые покрывки с повышенными или аномально высокими значениями поровых давлений. Считается, что такие интервалы могут ограничивать вертикальную миграцию флюидов в песчано-алевритовых и карбонатных пластах. Так, например, на Чайвинском месторождении в песчано-алевритово-глинистой толще окобыкайской свиты в интервале 1340—3378 м отмечено разгазирование бурового раствора, что может указывать на наличие АВПод [7].

Как известно, все механизмы образования аномальных давлений входят в следующие четыре группы: литогенетические, вертикально-миграционные, эндогенно-энергетические, гидродинамические [13].

В пределах Охотского моря зафиксировано повышение пластового давления в нескольких скважинах Северо-Сахалинского бассейна. На месторождении Аркутун-Дагинское на глубине 2414—2420 м коэффициент аномальности пластового давления составляет 1,4, в интервале 2600—2627 м в нижнелутовских отложениях коэффициент аномальности возрастает до 1,6. На Дагинской площади на глубине 2670 м коэффициент аномальности составляет 1,6. На Чайвинском месторождении в песчано-алевритово-глинистой толще окобыкайской свиты в интервале 1340—3378 м отмечено разгазирование бурового раствора, что может указывать на наличие АВПД [8]. По данным Славина [4], на месторождении Окружное (о. Сахалин) зафиксировано АВПД конседиментационного генезиса. Всего в пределах Сахалинской НГО выявлено АВПД в 18 скважинах [10].

Представляет интерес установление природы возникновения АВПод (АВПД) в разрезах скважин шельфа Северо-Сахалинской НГО, в особенности влияние неотектонических движений. Для определения влияния неотектонических движений в разрезах месторождений шельфовой части Северо-Сахалинской НГО прежде всего были изучены (электрический каротаж) глинистые отложения-покрывки как в окобыкайском горизонте, так и в верхней части лутовского горизонта, расположенные над имеющимися здесь залежами УВ [9]. При этом никакого увеличения удельных сопротивлений глин установлено не было,

что свидетельствует об отсутствии внедрения углеводородных флюидов из нижележащих продуктивных пластов с АВПД в покрывку.

Методы исследований

Моделирование процесса образования АВПод (АВПД) основано на знаниях о процессах уплотнения горных пород, их начальных, конечных и нормальных свойствах пористости, плотности и давления. Моделирование было проведено с использованием программы «PetroMod» (Шлюмберге). Процесс уплотнения пород в случае нормального уплотнения описывается двумя взаимосвязанными параметрами. Были использованы показатели стандартных литологий, представленные в ПО «PetroMod», с параметрами $r_{мин} = 3000 \text{ кг/м}^3$ и $\rho_{фл} = 1000 \text{ кг/м}^3$.

Моделирование нормального уплотнения, без образования избыточных давлений, было успешно проведено на примере Дагинского песчаника, по которому имеется большой объем данных по керну, где независимо определялись оба параметра уплотнения.

Различными методиками и прямыми скважинными замерами было доказано присутствие зон АВПод (АВПД) в разрезе. Поэтому проводилась калибровка модели по давлениям, что представляет собой некоторую сложность, т.к. любое изменение в избыточном давлении сопровождается изменением в пористости и плотности породы.

Результаты исследований

В результате исследований выяснено, что выделенные нами зоны АВПод на Присахалинском шельфе Северо-Сахалинской НГО относятся к сингенетическим АВПод, для которых регионально прослеживается не связанная со структурными условиями аномальная пористость глинистых отложений в зонах АВПод и, соответственно, аномально высокое поровое давление. Следует отметить, что АВПод (АВПД) обычно встречаются в развитых вниз по региональному падению фациях, которые состоят из дельтовых осадков, отложенных поочередно в обстановках внутренней неритовой (солончатково-водные и прибрежно-морские осадки) и средней неритовой (мелководные морские осадки) зон, т.е. там, где обычно велика скорость осадконакопления. С этой позиции необходимо изучить АВПод (АВПД) в дельтовых отложениях Палео-Амура на Присахалинском шельфе Охотского моря.

Результаты определения поровых давлений и зон АВПод в глинистых отложениях разрезов

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ / GEOLOGY AND PROSPECTING FOR HYDROCARBON RESERVES

скважин № 1 Киринское, № 2 Южно-Киринское и № 1 Мынгинское Киринского блока на Присахалинском шельфе показаны на рисунке 1.

На изученной территории продуктивные отложения приурочены к нутовскому и дагинскому горизонтам. Представляет значительный интерес определение геодинамических характеристик покрышек, контролирующих запасы углеводородов в разрезе вышеназванных горизонтов. При формировании любого осадочного бассейна происходит ряд химических, физических и геологических процессов, влияющих как на литологический состав осадочных отложений, развитие здесь коллекторских интервалов, покрышек, так и на качество природных флюидов [12].

При прогрессирующем захоронении и последующем уплотнении песков и илов происходит

увеличение температур и поровых давлений в геологическом разрезе. Одним словом, процессы, которые формируют осадочный бассейн на протяжении геологического времени, определяют современное распределение пористости, проницаемости и *геофлюидальных давлений* внутри осадочных бассейнов и отдельных месторождений. Знание особенностей такого распределения вышеуказанных параметров во многом влияет также на успешность бурения и эксплуатацию месторождений.

Дагинский горизонт (N^{1-2}_{dg}), соответствующий верхней части нижнего миоцена и нижней части среднего миоцена, на Сахалинском шельфе, как правило, представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и глин [5]. Этот горизонт является продуктивным на многих месторождениях

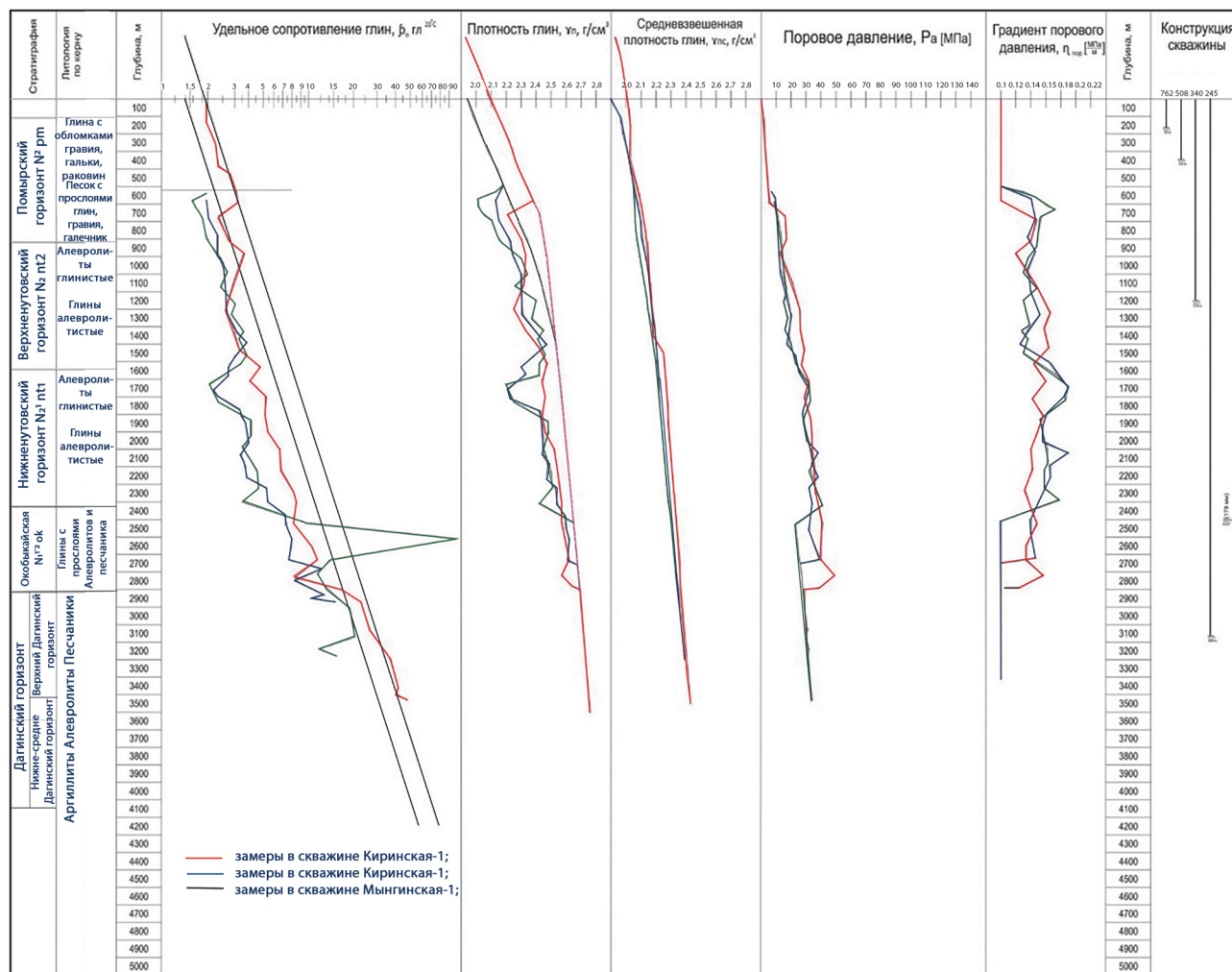


Рис. 1. Распределение поровых давлений в разрезах скважин № 1 Киринское, № 2 Южно-Киринское и № 1 Мынгинское

Fig. 1. Distribution of pore pressures in the sections of wells No. 1 Kirinskoye, No. 2 Yuzhno-Kirinskoye and No. 1 Mynginskoye

шельфа Северо-Сахалинской НГО. Мощность этого горизонта может достигать 1500—1900 м. Развитие дагинских отложений определялось наличием мощной дельтовой системы, сформированной крупными реками (Палео-Тумнин, Палео-Амур и Палео-Амгунь), стекавшими с возвышенностей Азиатского материка. В составе дагинского горизонта выделяются три подгоризонта, соответственно, ниже-, средне- и верхнедагинский подгоризонты. Для углеводородных залежей дагинского горизонта в качестве покрывки служит глинистые пачки окобыкайской свиты, залегающей непосредственно над отложениями рассматриваемого продуктивного горизонта.

Нутовский горизонт продуктивен на Пильтун-Астохском месторождении, где открыты залежи УВ в 15 пластах, на Астохском участке — в 5 пластах. Для них покрывками служат глинистые отложения верхненутовского горизонта.

Как известно, изолирующие свойства глинистых покрывок наилучшим образом характеризуют градиенты поровых давлений, которые в них распространены. Чем выше АВПод в глинистых покрывках, тем надежнее сохраняется залежь углеводородов, которую контролируют эти покрывки [6]. Существуют три возможных варианта сочетания коллекторов с преимущественно глинистыми толщами: 1) над глинами; 2) в самой глинистой толще; 3) перекрытые глинами.

В последнем случае породы-покрывки реализуют себя в различного рода ловушках, прежде всего превышением порового давления над пластовым давлением в нижезалегающих продуктивных пластах-коллекторах, т.е. породы-покрывки выступают здесь как барьеры давления. Считается, что такие интервалы глинистых пород могут ограничивать вертикальную миграцию флюидов в песчано-алевритовых и карбонатных разрезах [3]. Рассмотренная картина в полной мере присуща строению дагинского нефтегазоносного комплекса на шельфе Северо-Восточного Сахалина, тогда как второй вариант соответствует строению нутовского нефтегазоносного комплекса.

Для оценки поровых давлений в глинистых покрывках нами была использована методика эквивалентных глубин [16], в том числе ее модификация [1], когда устанавливалось наличие размыва отложений. Всего на шельфе Сахалина нами было исследовано распределение поровых давлений в глинах в разрезах Пильтун-Астохского, Южно-Аяшского, Киринского, Южно-Киринского и Мынгинского поднятий. Результаты этих исследований показаны на профиле, приведенном на рисунке 2.

Как видно из рисунка 2, в разрезах всех скважин уверенно выделяется окобыкайская покрывка с градиентами поровых давлений до 0,18 МПа/м. По всей вероятности, она является региональной покрывкой и надежно сохраняет залежи углеводородов в дагинском горизонте месторождений Киринского блока. Верхненутовская покрывка, которая изолирует залежи углеводородов в нижненутовском горизонте Пильтун-Астохского месторождения, на изученной территории выглядит менее надежно, чем глинистая покрывка в окобыкайском горизонте. Градиенты поровых давлений здесь не превышают 0,15 МПа/м, она более протяженная и является неоднородной.

Таким образом, определяющим моментом фациального изменения неогеновых отложений от континентальных до глубоководных является заполнение глубоководного морского бассейна выносами продвигающейся на восток крупной дельты Палео-Амура. По мере проградационного заполнения бассейна мощным потоком осадков происходило последовательное смещение всех фациальных зон к востоку. Положение параличской и прибрежно-морской зон, где формировалась осадочная последовательность, наиболее благоприятно для формирования резервуаров, определяет и приуроченность основных ресурсов УВ.

Этим же вызвана отчетливая площадная зональность в стратиграфической приуроченности запасов нефти и газа и омоложение с юго-запада на северо-восток главного этажа нефтегазоносности. Для Пограничного, Дагинско-Астрахановского, Охинского, Одоптинского районов характерны, соответственно, следующие нефтегазоносные комплексы: даехуриинско-уйнинский, дагинский, окобыкайский и нутовский.

Отмеченные нефтегазоносные комплексы, за исключением даехуриинско-уйнинского, представлены переслаиванием песчаников, алевритов и глин преимущественно прибрежно-морского генезиса, в Дагинско-Астрахановском районе в составе НГК широко развиты параличские угленосные толщи. Очень характерен даехуриинско-уйнинский НГК. Его нижняя (даехуриинская) часть сложена глинисто-кремнистыми породами и силицитами.

Наиболее распространенной глинистой толщей является окобыкайская свита мощностью от 200 до 2000 м, служащая главным флюидопором в Дагинском районе. Все месторождения этого района связаны с дагинскими песчаниками, залегающими под окобыкайской покрывкой.

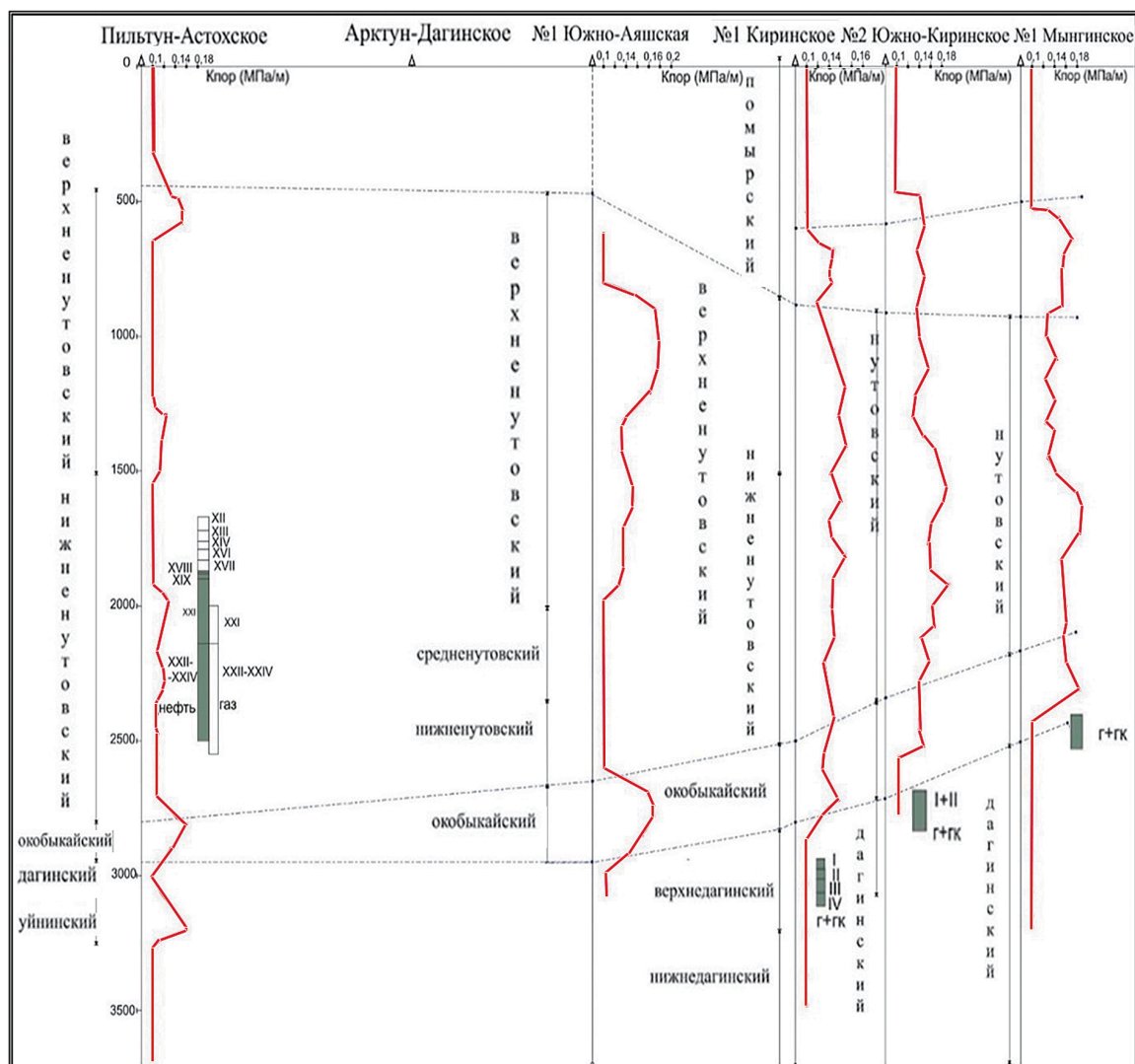


Рис. 2. Сопоставление поровых давлений в разрезах скважин на северо-восточном шельфе о. Сахалин
Fig. 2. Comparison of pore pressures in well sections on the northeastern shelf of Sakhalin

В северных районах бассейна роль флюидоупоров выполняют сравнительно выдержанные пакки глин в окобыкайской и нутовской свитах. В месторождениях залежи нефти и газа встречаются под всеми глинистыми флюидоупорами мощностью более 40 м, а наиболее крупные из них экранируются крышками мощностью более 80 м. Под глинистыми разделами менее 5 м сохраняются лишь единичные мелкие залежи.

В Дагинском районе главный интервал нефтегазонакопления определяется положением кровли окобыкайского горизонта (наиболее глубокая залежь — 4850 м), в северных районах — глубиной залегания отложений с наилучшим сочетанием свойств коллекторов и крышек. Здесь 70% запасов сосредоточено на глубине до 2 км.

Для Дагинского района характерен пластово-массивный, для остальных районов — пластовый резервуар.

Наилучшими коллекторскими свойствами обладают песчаники дагинского, окобыкайского и нутовского горизонтов. Значения их открытой пористости в 20—30% и проницаемости более 100 мД сохраняются до глубин погружения 2—3 км (градиация катагенеза $ПК_3$ — $МК_1$).

Основными нефтегенерирующими толщами в Северо-Сахалинской НГО являются сравнительно глубоководные, выдержанные по площади кремнисто-глинистые и глинистые толщи даехуриинского и уйнинского горизонтов и миоценовые отложения, резко фациально изменяющиеся от континентальных угленосных образований

на западе до сравнительно глубоководных глин на востоке.

В шельфовых зонах всех нефтегазоносных областей Сахалина основная нефтегазоносность связывается с терригенными поровыми коллекторами среднего-верхнего миоцена-плиоцена и трещинно-поровыми коллекторами олигоцен-нижнемиоценовых силицитов.

На шельфе Сахалина открыто 8 месторождений: Одоптинское, Пильтун-Астохское, Аркутун-Дагинское, Чайвинское, Лунское, Кириновское, Вениновское и Изильметьевское. Все они, кроме мелкого Изильметьевского месторождения, располагаются в Северо-Сахалинской НГО.

Практически все месторождения шельфа Северо-Сахалинской НГО, кроме Вениновского, по величине запасов относятся к категории крупных. Все они приурочены к структурным ловушкам, представляющим собой как крупные многокупольные мегантиклинали, так и одиночные брахиантиклинали. С трехкупольными мегантиклиналями связаны Одоптинское, Пильтун-Астохское и Аркутун-Дагинское месторождения, объединенные в Одоптинскую зону нефтегазоаккумуляции. К брахиантиклиналям приурочены остальные месторождения.

В северной части шельфа Северо-Восточного Сахалина (месторождения Одоптинское, Пильтун-Астохское, Аркутун-Дагинское и Чайвинское) все залежи УВ сосредоточены в отложениях нижненутовского подгоризонта (верхний миоцен) на глубинах от 1100 до 2900 м. Месторождения — многопластовые (10—15 пластов). Резкие фациальные замещения пород в восточном направлении при переходе нутовских прибрежно-морских образований в сравнительно глубоководные отложения часто определяют восточные ограничения многих залежей. Литологический контроль залежей связан с резкой глинизацией и выклиниванием продуктивных пластов к востоку. Это затрудняет прогноз объема коллекторов и заставляет уменьшать ресурсы УВ нижненутовского комплекса в зонах возможного нефтегазоаккумуляции, расположенных восточнее открытых месторождений.

В более южной части шельфа Северо-Восточного Сахалина (месторождения Лунское, Кириновское и Вениновское) залежи УВ связаны с нижне-среднемиоценовым дагинским комплексом. Если в северном районе многопластовые месторождения состоят из самостоятельных пластовых залежей, то для южного района характерна уравновешенная автономная система с пластовыми массивными водоплавающими залежами

с едиными водонефтяными контактами. Здесь залежи перекрыты мощной субрегиональной глинистой окобыкайской покрывкой, что отражается и на фазовом составе УВ. Если на севере содержание свободного газа в залежах варьирует от 20 до 50%, то на юге в залежах дагинской свиты оно составляет ~ 70%.

Моделирование процесса образования АВПод (АВПД) основано на знаниях о процессах уплотнения горных пород, их начальных, конечных и нормальных свойств пористости, плотности и давления. Таким образом, процесс уплотнения пород в случае нормального уплотнения описывается двумя взаимосвязанными параметрами (рис. 3). На рисунке показаны стандартные литологии, представленные в ПО «PetroMod» с параметрами $\rho_{мин} = 3000 \text{ кг/м}^3$ и $\rho_{фл} = 1000 \text{ кг/м}^3$.

Различными методиками и прямыми скважинными замерами было доказано присутствие зон АВПод (АВПД) в разрезе. Поэтому существует необходимость калибровать модели по давлениям, что представляет собой некоторую сложность, т.к. любое изменение в избыточном давлении сопровождается изменением в пористости и плотности породы. Кроме того, на распределение давлений оказывают влияние обширно развитые тектонические нарушения, которые, скорее всего, служили каналами разгрузки избыточных давлений в глубоководных отложениях.

Появление избыточных давлений в разрезах Северо-Сахалинского бассейна обусловлено процессами недоуплотнения глин, а неотектоническое влияние на распределение давлений пренебрежимо мало (по крайней мере, в заключительный, неогеновый этап формирования бассейна). Как было показано выше, самым показательным интервалом АВПод является Окобыкайская толща по нескольким причинам.

1. Присутствие в ней современного состояния недоуплотнения и зоны АВПод со значениями градиента порового давления до 1,8 МПа/м.

2. Литологическая однородность на значительной территории является региональной покрывкой.

3. Отсутствие, по данным широкополосного акустического каротажа, современного напряжения в глинистых породах [2], что позволяет исключить неотектоническое влияние с минимальной ошибкой.

Очевидно, что усреднение окобыкайской толщи до стандартной глины не даст ожидаемых результатов по формированию избыточных давлений. Поэтому нами были использованы

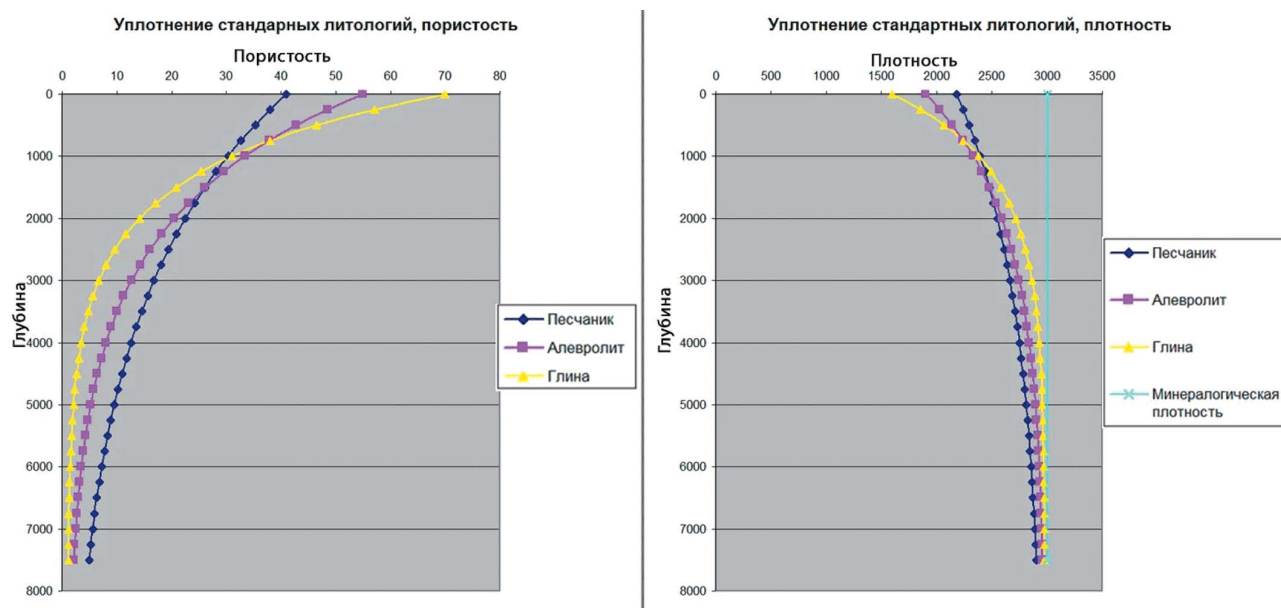


Рис. 3. Кривые нормального уплотнения стандартных литологий, рассчитанные с помощью ПО «Petromod»
Fig. 3. Normal compaction curves for standard lithologies calculated using the Petromod software

результаты геофизических исследований скважин Киринского лицензионного участка, а именно кривые RHOZ (объемная плотность по ГГК-п), SPHI (Акустическая пористость), DTCO (Интервальное время пробега продольной волны). Осредняющие кривые RHOZ для Окобыкайской толщи по разным скважинам были нанесены на один график, где выделялись линии минимальных и максимальных значений, а также среднее значение плотности на конкретной глубине (рис. 4).

На фоне общего тренда увеличения плотности с глубиной можно выделить несколько особенностей.

1. В интервале глубин 2350—2650 м по средней плотности наблюдается отрицательная аномалия плотностей.

2. В верхней и нижней части окобыкайской толщи дисперсия плотности уменьшается, в то время как в центральной части толщи (2350—2650 м) наравне с общим уменьшением плотности наблюдается увеличение разброса значений вокруг среднего.

Результат обработки пористости менее выражен, однако сохраняет все признаки недоуплотнения пород с образованием АВПод в окобыкайской толще (рис. 5). Особенно выделяется всплеск максимальных пористостей в интервале глубин 2400—2600 м.

Все эти особенности вместе с тем фактом, что окобыкайскую толщу перекрывают и подстилают коллекторы нутовского и дагинского горизонтов

соответственно, приводят нас к выводу о том, что прилегающие к коллекторам части окобыкайского горизонта уплотнились до своего нормального состояния, т.к. в процессе уплотнения избыточная вода смогла уйти в зону разгрузки. В то же самое время центральные части окобыкайского горизонта не могли своевременно уплотниться до нормального состояния за счет недостаточности оттока избыточной воды. Чтобы получить линию нормального уплотнения глин по плотности, мы интерполировали плотности в средней части окобыкайской толщи, соединив линией плотности нормально уплотненных глин в верхней и нижней частях окобыкайской толщи. Все отклонения от этой линии считались зонами аномальных давлений. Именно эта линия нормального уплотнения бралась нами за основу при создании моделей уплотнения окобыкайской толщи (рис. 6).

Далее, принимая выбранный закон уплотнения породы за истину, нами была выполнена калибровка поровых давлений. Как известно, возникновение и масштаб избыточных давлений напрямую связаны не только с процессом уплотнения породы, но и с ее ФЕС [14], а именно со взаимосвязью «пористость—проницаемость» (рис. 7). Благодаря проделанной работе и полученным результатам нам удалось смоделировать зону АВПод в окобыкайской толще (рис. 8).

Усреднение сопоставленных плотностей и пористости по нескольким скважинам имеет смысл, если необходимо создать единую модель уплотнения,

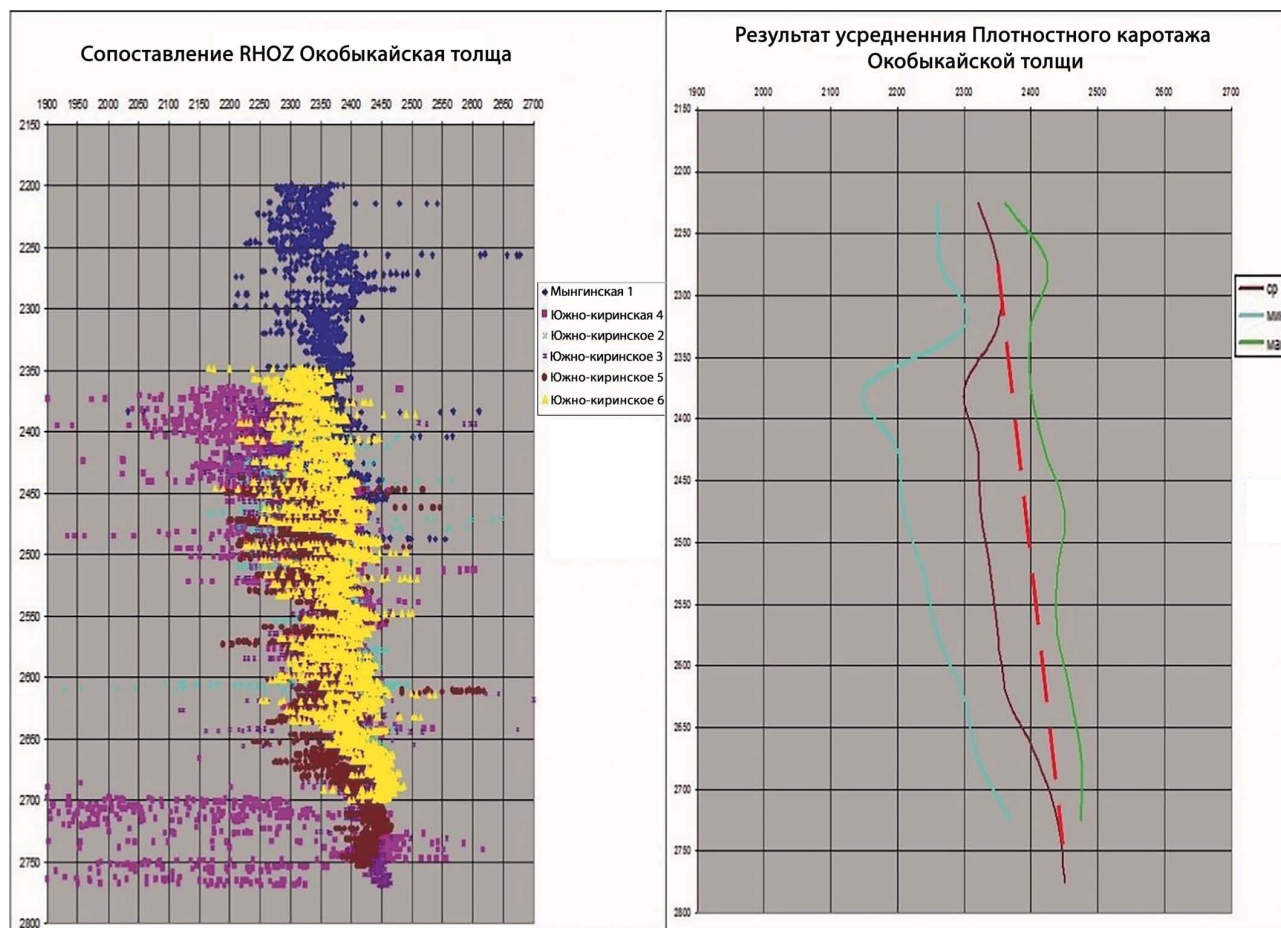


Рис. 4. Слева: сопоставление кривых RHOZ Окобыкайской толщи по скважинам Киринского лицензионного участка. Справа: результат интервального усреднения минимальных, максимальных и средних значений плотностей, красный пунктир — линия нормального уплотнения

Fig. 4. Left: Comparison of RHOZ curves for the Okobykai strata for wells in the Kirinsky license area. Right: the result of interval averaging of the minimum, maximum and average densities, the red dotted line is the line of normal compaction

описывающую процесс сокращения пористости и увеличения плотности для целого горизонта мощностью до 600 м и простирающегося на тысячи квадратных километров. Однако применять такое усреднение для точной скважиной калибровки неверно, т.к. различия в глубине залегания, фациальных условий и прочее неизбежно потеряются в столь грубом усреднении, а использовать неизменные кривые RHOZ и SPHP (вертикальное разрешение до 25 см) для калибровки нет ни необходимости (вертикальное разрешение модели 50 м), ни возможности. Поэтому для целей точной скважинной калибровки 3D-моделей кривые ГИС усреднялись по каждой скважине отдельно, аналогично сопоставленным кривым.

Кроме того, непосредственное влияние на процесс формирования зон АВПоД (АВПД) оказывают

наличие или отсутствие зон разгрузки, по которым избыточное давление покидает пласт. Такими зонами разгрузки, очевидно, являются разломные нарушения, широко представленные на площади исследования. Однако на данном этапе изучения невозможно сделать однозначный вывод как о проводимости тех или иных разломных нарушений, так и о времени их активации. Поэтому для первичного расчета поровых давлений нами задавалась искусственная зона разгрузки в Дагинском коллекторе (рис. 8).

В результате проведенных расчетов удалось повторить основные характеристики зоны АВПоД в Окобыкайской толще. Так, максимальный градиент давления составил $\sim 1,3$ МПа/м, в то время как методикой эквивалентных глубин здесь прогнозируются величины до 1,8 МПа/м.

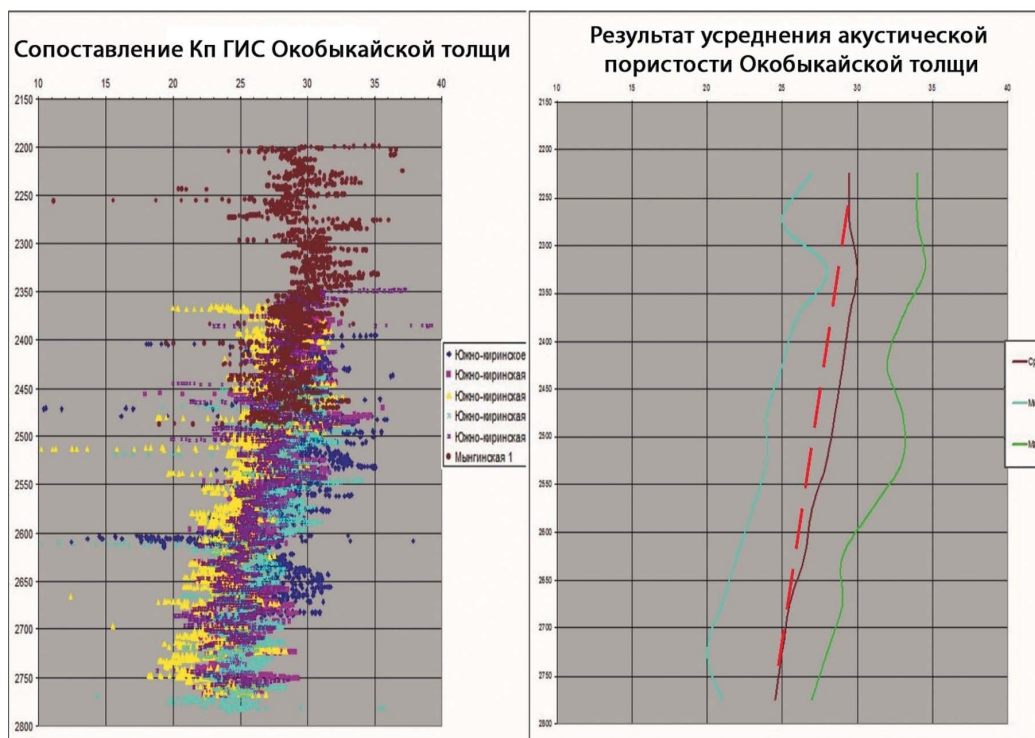


Рис. 5. Слева, сопоставление кривых SPHP Окобыкайской толщи по скважинам Киринского лицензионного участка. Справа — результат интервального усреднения минимальных, максимальных и средних значений пористости, красный пунктир — линия нормального уплотнения

Fig. 5. On the left, comparison of the SPHP curves of the Okobykai strata for the wells of the Kirinsky license area. On the right is the result of interval averaging of the minimum, maximum and average porosity values, the red dotted line is the line of normal compaction

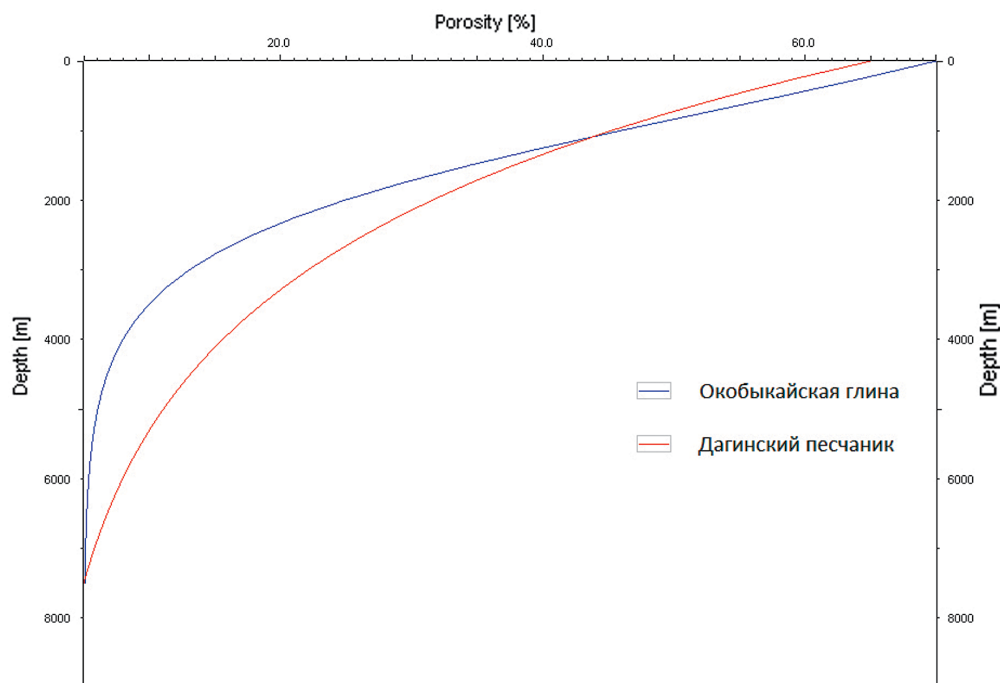


Рис. 6. Модели уплотнения пород Присахалинского шельфа, принятые по результатам первичной калибровки

Fig. 6. Rock compaction models of the Sakhalin shelf, adopted based on the results of the initial calibration

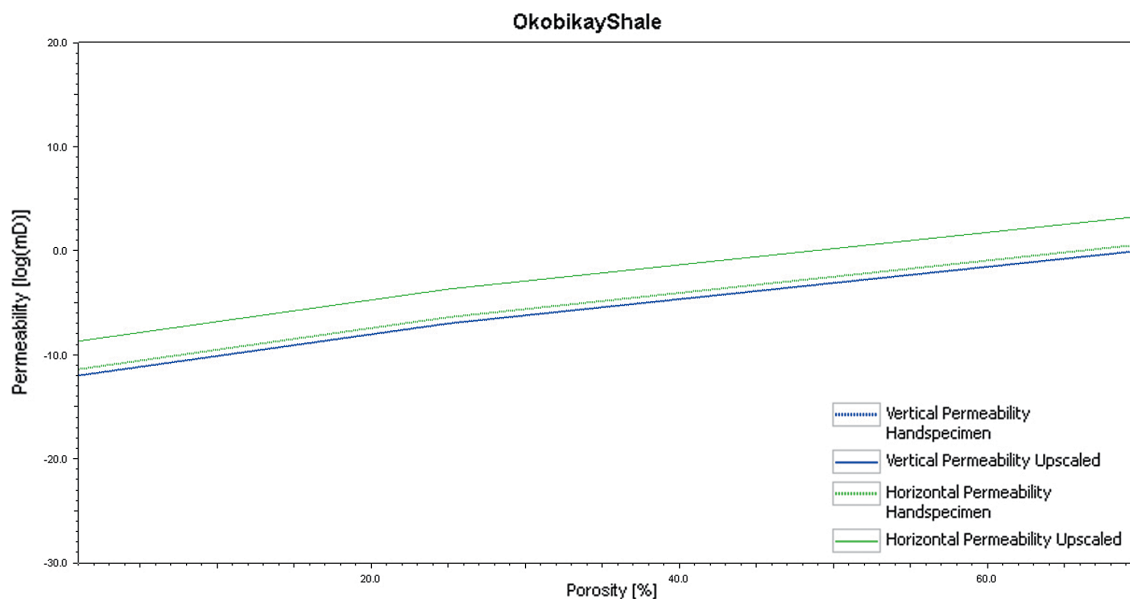


Рис. 7. Взаимосвязь пористости и логарифма проницаемости Окобыкайской толщи

Fig. 7. Interrelation of porosity and permeability logarithm of the Okobykay strata

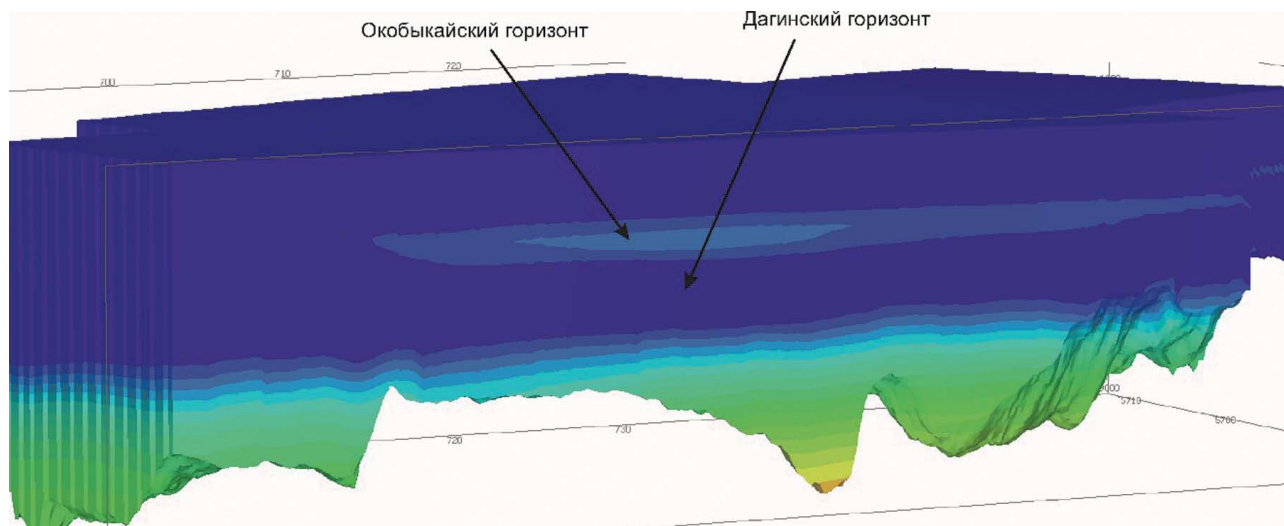


Рис. 8. Трехмерная модель развития поровых давлений на Киринском ЛУ

Fig. 8. Three-dimensional model of the development of pore pressures in the Kirinsky license area

Мы объясняем такую разницу неправильностью выбора зоны разгрузки избыточных давлений. Так, миграция избытков воды через разломы представляется не только более правдоподобной, но и более медленной по сравнению с миграцией избытков воды через дагинский пласт за пределы моделирования. Именно замедление оттока воды через разломы может дать недостающие 0,5 МПа/м градиента давления в Окобыкайскую толщу.

На данный момент полученные результаты нельзя считать окончательными и откалиброванными. Необходимо определиться с проводимостью

и временами активации разломов и заново откалибровать модель по пористости, проницаемости и давлениям.

Заключение

Изучение характеристики изолирующих свойств покрышек нефтегазоносных комплексов по оценкам аномально высоких поровых давлений в глинах в разрезах скважин лицензионного блока САХАЛИН-3 показало, что необходимыми качествами для сохранения залежей УВ здесь обладают окобыкайские глины (дагинско-окобыкайский

нефтегазоносный комплекс). На участке «Сахалин-3» значительный интерес в этом отношении представляют Айяшский и Западно-Айяшский объекты. Они расположены на глубинах воды 45—50 м.

Анализ генезиса зон АВПод на рассматриваемом шельфе показал, что их образование связано с элизионным механизмом образования АВПод, что позволило для оценки поровых давлений глини использовать методику эквивалентных глубин.

В разрезах всех изученных скважин уверенно выделяется окобыкайская покрывка с градиентами поровых давлений до 0,18 МПа/м. По всей

вероятности, она является региональной покрывкой и надежно сохраняет залежи углеводородов в дагинском горизонте месторождений Киринского блока.

Верхненутовская покрывка, которая изолирует залежи углеводородов в нижненутовском горизонте Пильтун-Астохского месторождения, на изученной территории выглядит менее надежно, чем глинистая покрывка в окобыкайском горизонте. Градиенты поровых давлений здесь не превышают 0,15 МПа/м, она более протяженная и является неоднородной.

ЛИТЕРАТУРА

1. Александров Б.Л., Шилов Г.Я., Скрипка А.А. Оценка АВПод в условиях внутриформационных размывов разреза на Мессояхской группе месторождений углеводородов // Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина. 2010. № 3(260). С. 23—33.
2. Андреев А.А., Воробьев В.М. О тектонике Охотоморского региона в свете геомагнитных данных // Тихоокеанская геология. 1991. № 1. С. 27—33.
3. Аникиев К.А. Аномально высокие пластовые давления в нефтяных и газовых месторождениях. Л.: Недра, 1964. 168 с.
4. Бондарев А.В., Керимов В.Ю., Сизиков Е.А., Синявская О.С. Условия формирования ловушек нефти и газа в палеоген-неогеновом комплексе Присахалинского шельфа // Нефть, газ и бизнес. 2016. № 2. С. 50—54.
5. Вержбицкий Е.В., Кононов М.В. Геодинамическая эволюция литосферы Охотоморского региона по геофизическим данным // Физика Земли. 2006. № 6. С. 47—59.
6. Дзюбло А.Д., Шнип О.А., Халимов К.Э. Геологическое строение и нефтегазоносность Киринского блока шельфа о. Сахалин // Нефть, газ и бизнес. 2013. № 3. С. 26—32.
7. Керимов В.Ю., Бондарев А.В., Сизиков Е.А., Синявская О.С., Макарова А.Ю. Условия формирования и эволюция углеводородных систем на Присахалинском шельфе Охотского моря // Нефтяное хозяйство. 2015. № 8. С. 22—27.
8. Керимов В.Ю., Рачинский М.З. Геофлюидодинамика нефтегазоносности подвижных поясов. М.: Недра, 2011. 598 с.
9. Керимов В.Ю., Сизиков Е.А., Синявская О.С., Макарова А.Ю. Условия формирования и поиски залежей УВ в турбидитовых коллекторах Охотского моря // Нефть, газ и бизнес. 2015. № 2. С. 32—37.
10. Керимов В.Ю., Шилов Г.Я., Серикова У.С. Геологические риски при поисках и разведке месторождений нефти и газа и пути их снижения // Нефть, газ и бизнес. 2014. № 8. С. 44—52.
11. Керимов В.Ю., Шилов Г.Я., Серикова У.С. Стратегия и тактика освоения углеводородных ресурсов на шельфе РФ // Нефть, газ и бизнес. 2014. № 7. С. 28—34.
12. Маргулис Л.С. Нефтегазоперспективные формации кайнозоя Южного Сахалина // Осадочные формации нефтегазоносных областей Дальнего Востока. Владивосток: ДВНЦ АН СССР, 1975. С. 31—52.
13. Мартынов В.Г., Керимов В.Ю., Шилов Г.Я., Рачинский М.З. Геофлюидальные давления и их роль при поисках и разведке месторождений нефти и газа. М.: Инфра-М. 2013, 347 с.
14. Мудрецов В.Б., Жильцов А.М. Аномальные сейсмоакустические зоны на северо-восточном шельфе о. Сахалин // Тихоокеанская геология. 1990. № 3. С. 108—112.
15. Шилов Г.Я. Геологические аспекты оценки поровых давлений в разрезах скважин по геофизическим данным. М.: ООО «Газпромэкспо», 2010. 126 с.
16. Шилов Г.Я., Джафаров И.С. Генетические модели осадочных и вулканогенных пород и технология их фациальной интерпретации по геолого-геофизическим данным. М.: Информационный центр ВНИИгеосистем, 2001, 394 с.

REFERENCES

1. Aleksandrov B.L., Shilov G.Ya., Skripka A.A. Estimation of AVPOD in the conditions of intraformational erosion of the section at the Messoyakha group of hydrocarbon deposits // Proceedings of the Russian State University of Oil and Gas. I.M. Gubkina. 2010. No. 3(260). P. 23—33.
2. Andreev A.A., Vorobyov V.M. On the tectonics of the Sea of Okhotsk region in the light of geomagnetic data // Pacific Geology. 1991. No. 1. P. 27—33.
3. Anikiev K.A. Abnormally high formation pressures in oil and gas fields. Leningrad: Nedra, 1964. 168 p.
4. Bondarev A.V., Kerimov V.Yu., Sizikov E.A., Sinyavskaya O.S. Conditions for the formation of oil and gas traps in the Paleogene-Neogene complex of the

- Sakhalin shelf // Oil, gas and business. 2016. No. 2. P. 50—54.
5. Verzhbitsky E.V., Kononov M.V. Geodynamic evolution of the lithosphere of the Sea of Okhotsk region according to geophysical data // Physics of the Earth. 2006. No. 6. P. 47—59.
 6. Dzyublo A.D., Shnip O.A., Khalimov K.E. Geological structure and oil and gas content of the Kirinsky block of the shelf Sakhalin // Oil, gas and business. 2013. No. 3. P. 26—32.
 7. Kerimov V.Yu., Bondarev A.V., Sizikov E.A., Sinyavskaya O.S., Makarova A.Yu. Conditions for the Formation and Evolution of Hydrocarbon Systems on the Sakhalin Shelf of the Sea of Okhotsk Oil industry. 2015. No. 8. P. 22—27.
 8. Kerimov V.Yu., Rachinsky M.Z. Geofluid dynamics of oil and gas potential of mobile belts. M.: Nedra, 2011. 598 p.
 9. Kerimov V.Yu., Sizikov E.A., Sinyavskaya O.S., Makarova A.Yu. Conditions for the formation and search for hydrocarbon deposits in turbidite reservoirs of the Sea of Okhotsk // Oil, gas and business. 2015. No. 2. P. 32—37.
 10. Kerimov V.Yu., Shilov G.Ya., Serikova U.S. Geological risks in prospecting and exploration of oil and gas fields and ways to reduce them // Oil, gas and business. 2014. No. 8. P. 44—52.
 11. Kerimov V.Yu., Shilov G.Ya., Serikova U.S. Strategy and tactics for the development of hydrocarbon resources on the shelf of the Russian Federation // Oil, gas and business. 2014. No. 7. P. 28—34.
 12. Margulis L.S. Oil and gas prospective formations of the Cenozoic of South Sakhalin // Sedimentary formations of the oil and gas bearing regions of the Far East. Vladivostok: DVNTs of the USSR Academy of Sciences, 1975. P. 31—52.
 13. Martynov V.G., Kerimov V.Yu., Shilov G.Ya., Rachinsky M.Z. Geofluid pressures and their role in prospecting and exploration of oil and gas fields. Moscow: Infra-M, 2013. 347 p.
 14. Mudretsov V.B., Zhiltsov A.M. Anomalous seismic-acoustic zones on the northeastern shelf of about. Sakhalin // Pacific Geology. 1990. No. 3. P. 108—112.
 15. Shilov G.Ya. Geological aspects of estimating pore pressures in well sections from geophysical data. Moscow: LLC "Gazpromexpo", 2010. 126 p.
 16. Shilov G.Ya., Jafarov I.S. Genetic models of sedimentary and volcanogenic rocks and the technology of their facial interpretation based on geological and geophysical data. M.: Information Center of VNIIGeosystems, 2001. 394 p.

ВКЛАД АВТОРА / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Шатыров А.К. — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, построение и моделирование, выполнил перевод на английский язык, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Shatyrov A.K. — developed the concept of the article, prepared the text of the article, contributed to the work during construction and modeling, translated into English, finally approved the published version of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ / INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Шатыров Анар Камандарович — инженер лаборатории «Моделирование углеводородных систем» ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».

23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия

e-mail: anar.shatyrov@mail.ru

тел.: +7 (926) 142-77-63

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3450-5325>

Anar K. Shatyrov — engineer of the Laboratory "Modeling of Hydrocarbon Systems" of the Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.

23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia

e-mail: anar.shatyrov@mail.ru

tel.: +7 (926) 142-77-63

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3450-5325>