

УДК 551.248.2

В.А. Зайцев<sup>1</sup>, В.Ю. Керимов<sup>2</sup>, С.Г. Рябухина<sup>3</sup>, А.В. Бондарев<sup>4</sup>

## СОВРЕМЕННАЯ ГЕОДИНАМИКА И ЕЕ ВЛИЯНИЕ НА ВТОРИЧНЫЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА КОЛЛЕКТОРОВ СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ САХАЛИНСКОГО ШЕЛЬФА<sup>5</sup>

Сложное тектоническое строение шельфа Охотского моря и высокая геодинамическая активность обуславливают необходимость использования геодинамического моделирования для прогноза вторичных фильтрационно-емкостных свойств коллекторов. Для трех лицензионных участков (Кириносский, Аяшский и Восточно-Одоптинский) северо-восточной части Сахалинского шельфа построены 3D геомеханические модели и дан прогноз трещиноватой пористости и проницаемости. Результаты моделирования позволили выявить фильтрационные каналы, по которым может происходить как вертикальная, так и горизонтальная миграция углеводородов. Установлено, что вторичная проницаемость существенным образом отличается у верхних и нижних стратиграфических горизонтов рассматриваемой территории, причем поверхностью раздела служит обыкновенная глинистая пачка — региональная покровка. Все расчеты выполнены на 3D-сетке геологической модели, что позволяет использовать полученные данные для гидродинамического моделирования.

*Ключевые слова:* геодинамика, современные движения, фильтрационные параметры, нефтегазоносность, 3D компьютерное моделирование.

The complex tectonic structure of the Okhotsk Sea shelf and high geodynamic activity makes it necessary to use of geomechanical modeling for the prediction of the secondary reservoir properties of collectors. 3D model of fractured porosity and permeability for Kirinoskoye, Ayashsky and East-Odoptinsky license areas was built. The results of modeling revealed filtration channels where can occur both vertical and horizontal migration of hydrocarbons. It is found that the secondary permeability significantly is different of the upper and lower stratigraphic horizons and the ordinary clay stratum is the surface, which is a regional tire. All calculations were performed on a 3D grid geological model, which allows using the data for hydrodynamic modeling.

*Key words:* geodynamics, the modern movements, filtration parameters, oil and gas content, 3D computer simulation.

**Введение.** Сложное тектоническое строение шельфа Охотского моря, высокая геодинамическая активность и присутствие ловушек неантиклинального типа в продуктивных комплексах обуславливают необходимость использовать специальные технологии для изучения вторичных фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов. Геодинамическое моделирование позволяет прогнозировать вторичную пористость и проницаемость в межскважинном пространстве. Важнейший метод оценки упругих, а затем и пластических деформаций — трехмерное геодинамическое моделирование, выполненное

с помощью специализированного программного обеспечения. Использование этой технологии дает возможность, интегрируя разнообразную структурно-геологическую информацию, построить физически обоснованную дискретную модель трещиноватости (discrete fracture network), а затем методом двойного пространства спрогнозировать фильтрационно-емкостные свойства пород. При этом возникает необходимость определить, какая доля флюидного потока будет фильтроваться по трещинам, а какая — по межзерновым порам (классический коллектор). Соотношение первичной и вторичной проницаемости индивидуально

<sup>1</sup> Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра динамической геологии, вед. науч. с., канд. геол.-минерал. н.; e-mail: v.zaitsev@mail.ru

<sup>2</sup> Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, факультет геологии и геофизики нефти и газа, кафедра теоретических основ поисков и разведки нефти и газа, зав. кафедрой, докт. геол.-минерал. н., профессор; e-mail: vagif.kerimov@mail.ru

<sup>3</sup> Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, факультет геологии и геофизики нефти и газа, кафедра теоретических основ поисков и разведки нефти и газа, зав. лабораторией, канд. геол.-минерал. н.; e-mail: s.rabyh@mail.ru

<sup>4</sup> Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, факультет геологии и геофизики нефти и газа, кафедра теоретических основ поисков и разведки нефти и газа, доцент, канд. геол.-минерал. н.; e-mail: Jcomtess@yandex.ru

<sup>5</sup> Исследования проведены при финансовой поддержке Минобрнауки России в рамках Задания №10.6569.2017/БЧ на выполнение научно-исследовательской работы (базовая часть государственного задания в сфере научной деятельности).

для каждого резервуара. Особо отметим важность изучения современного поля напряжений, определяющего тектоническую активность трещин. На примере Киринского, Аяшского и Восточно-Одоптинского лицензионных участков (рис. 1) реализована технология оценки вторичной флюидной проницаемости горных пород [Зайцев и др., 2016 а, б]. Объекты исследования: 1) структурные ловушки окобыкайско-дагинского резервуарного комплекса ( $N_1^{2-3}ok-N_1^{1-2}dg$ ); 2) структурные и литологические ловушки нижненутовского резервуарного комплекса ( $N_1^3nt_1$ ); 3) структурные ловушки верхненутовского резервуарного комплекса ( $N_1^3-N_2^1nt_2$ ).

К перспективным относится комплекс пород даехуриинского горизонта миоцен-олигоценного возраста ( $P_3^2dh$ ), обладающих трещинно-поровыми резервуарами, а также породы фундамента ( $K_2$ ), где предполагается присутствие кавернозно-трещинного резервуара.

При построении геодинамической модели необходимо учитывать ориентировку внешнего

сжатия и тип напряженного состояния. Сведения о этих параметрах можно получить с помощью методов решения фокальных очагов землетрясений и структурно-парагенетического анализа, выполненного по сейсмическим данным. Установлено, что структурный план рассматриваемой территории представляет собой сочетание мелких разрывных нарушений (сдвигов), кулисообразно подставляющих друг друга, и субширотных, полого изогнутых сбросов, падающих навстречу. Судя по их ориентировке, сдвиги и сбросы представляют собой структуры единого парагенеза, образовавшегося в результате субширотного сжатия и меридионального растяжения. Решения фокальных очагов крупных землетрясений, которые произошли в непосредственной близости от рассматриваемой территории (землетрясения Нефтегорское в 1995 г. и Теньгинское в 2010 г.), также дают основание считать преобладающим напряженным состоянием субширотное сжатие при субмеридиональном растяжении.

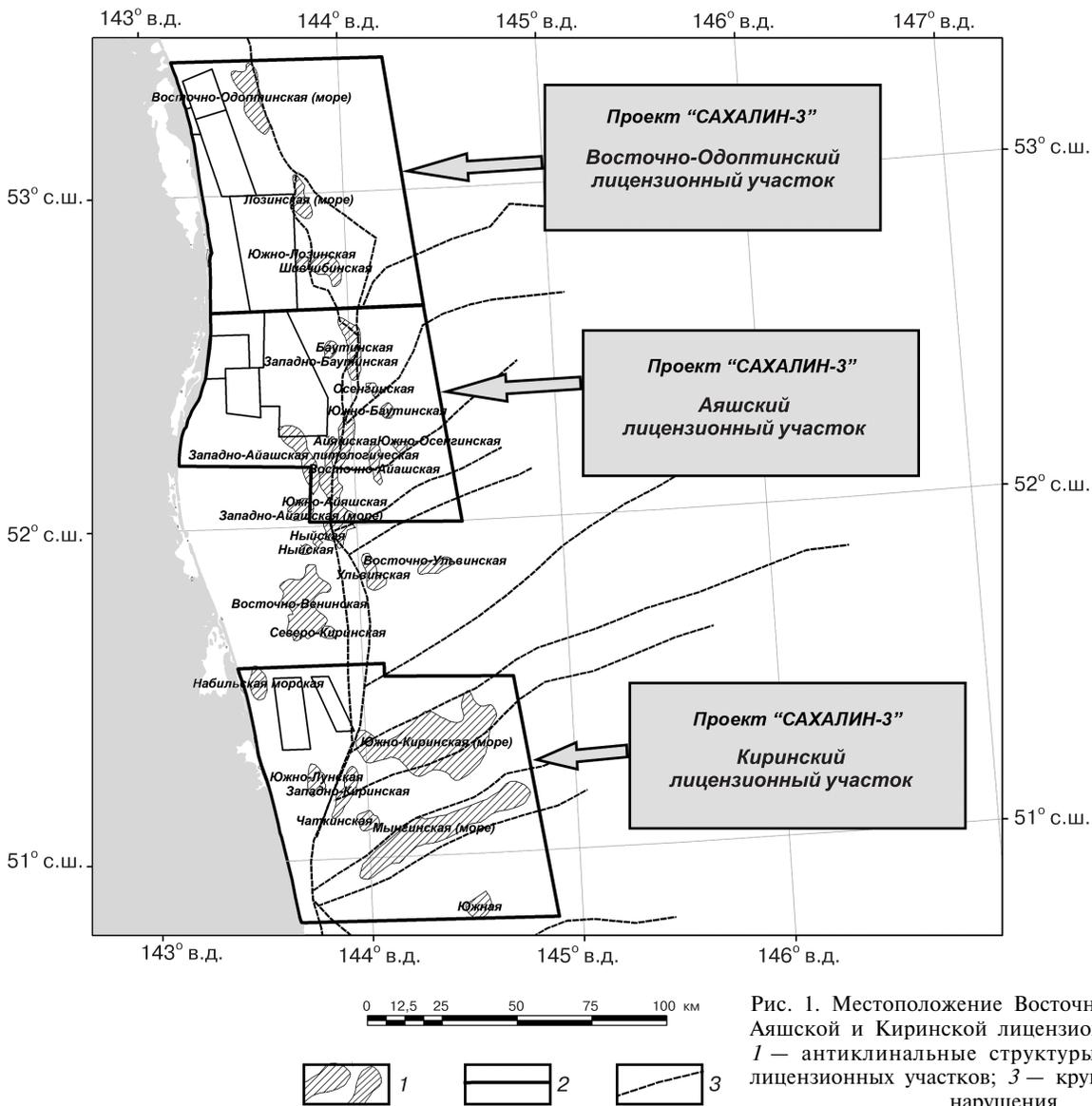


Рис. 1. Местоположение Восточно-Одоптинской, Аяшской и Киринской лицензионных площадей: 1 — антиклинальные структуры; 2 — границы лицензионных участков; 3 — крупные разрывные нарушения

**Технология оценки вторичных фильтрационно-емкостных свойств коллекторов.** Исходными данными для построения геомеханической модели послужила трехмерная цифровая геологическая модель. Необходимость использовать именно трехмерное моделирование связано с относительно пологими углами падения большинства разрывных нарушений на рассматриваемой территории, в результате чего напряженное состояние значительно изменяется с глубиной.

Для моделирования трещиноватых залежей необходимо корректно использовать имеющуюся в распоряжении геологов исходную геологическую информацию. В итоге моделирования получается интегрированная залежь с трещиновато-пористой средой, где фильтрационные свойства трещин зависят от большого числа тектонофизических факторов. Отметим, что первичных данных при моделировании трещиноватости, как правило, недостаточно, а уровень неопределенности высок. В такой ситуации только комплексный анализ позволяет преодолеть эту неоднозначность.

Напряженное состояние коллектора рассчитывалось нами в программном модуле RMSFracture программного комплекса IgarRms (компания «ROXAR»). Расчет выполнен с помощью упругой конечно-элементной модели (elastic stress). Этот метод позволяет сравнительно точно описывать возможные контактные взаимодействия, в том числе при больших величинах деформации с образованием складок, а также моделировать процесс образования трещин в результате деформирования при выполнении заданных критериев разрушения. При этом региональное поле напряжений рассматривается как граничное условие. В результате приложенной нагрузки происходят смещения по существующим разломам, что приводит к появлению локального поля напряжений. Основная цель геомеханического моделирования — выявление этого локального поля напряжений и оценка его влияния на появление новых трещин или изменение степени раскрытости существующих трещин. При этом реконструкция напряженно-деформированного состояния горного массива имеет первостепенное значение для прогноза фильтрационных параметров нефтенасыщенных пластов.

Программный модуль RMSFracture позволил рассчитать шесть параметров, влияющих на плотность и ориентировку трещин: величину и ориентировку локального поля напряжений, величину вероятности появления трещин и место появления трещин («fracture likelihood» и «fracture regions»), степень деформированности пласта, уровень удаленности от крупных разрывных нарушений, литостатическое давление на пласт. Отметим, что расчеты появления новообразованных трещин в горных породах делаются на основании математической модели Мора—Кулона.

Следующий этап прогноза вторичных фильтрационно-емкостных свойств резервуара — создание аналитической дискретной модели трещиноватости, что позволяет использовать тренды (зависимости), полученные в результате геомеханического моделирования. Для каждого горизонта была построена прогнозная модель, рассчитанная по шести трендам, определяющим появление новообразованных трещин или апертуру (степень раскрытости) первичной трещиноватости. Подчеркнем, что необходимо добиваться наилучшего соответствия прогнозируемой сети трещин с геолого-геофизическими или эксплуатационными параметрами.

Следующий шаг моделирования — расчет фильтрационных параметров изучаемых горизонтов. Для описания сложных коллекторов, обладающих значительным количеством трещин, при моделировании фильтрационных процессов в пласте применяется метод двойного пространства (двойной пористости и проницаемости). Напомним, что первичные пористость и проницаемость, связанные с межзерновыми параметрами терригенного коллектора, изучаются с помощью традиционных геофизических или лабораторных методов, а вторичные — с помощью специальных методов гидродинамического исследования скважин (ГДИС) либо азимутального электрического микроимиджера (FMI), позволяющих фиксировать плотность, апертуру и ориентировку систем трещин в скважине. При отсутствии необходимых фактических данных прогноз вторичных фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пластов выполняется с использованием результатов геомеханического моделирования с помощью программного модуля Dual-Porosity Modelling.

**Результаты геомеханического моделирования северо-восточной части Сахалинского шельфа.** Работы проводились на Киринском, Аяшском и Восточно-Одоптинском лицензионных участках. Для каждого участка была построена геологическая модель осадочного чехла. 3D структурно-геологическая модель Киринского лицензионного участка построена для следующих стратиграфических подразделений: 1) кровля фундамента ( $K_2$ ), 2) подошва даехуриинского горизонта ( $P_3^2$ ), 3) кровля даехуриинского горизонта ( $P_3^2$ ), 4) кровля нижнедагинского подгоризонта ( $N_1^{1-2}dg_1$ ), 5) кровля среднедагинского подгоризонта ( $N_1^{1-2}dg_{1-2}$ ), 6) кровля верхнедагинского подгоризонта ( $N_1^{1-2}dg_3$ ), 7) кровля окобыкайского горизонт ( $N_1^{2-3}ok$ ).

Модель построена по сетке 250×250 м, по вертикали — одна ячейка на горизонт (всего 842 352 ячейки). При создании модели были учтены смещения по 840 разрывным нарушениям [Зайцев и др., 2016].

Геологическая модель Аяшского лицензионного участка создана для семи реперных горизонтов:

1) кровля фундамента ( $K_2$ ), 2) кровля даехуриинского горизонта ( $P_3^2dh$ ), 3) кровля дагинского горизонта ( $N_1^{1-2}dg$ ), 4) кровля окобыкайского горизонта ( $N_1^{2-3}ok$ ), 5) кровля нижненутовского горизонта ( $N_1^3nt_1$ ), 6) кровля верхненутовского горизонта ( $N_1^3-N_2^1nt_2$ ), 7) кровля помырского горизонта ( $N_2^1-Q\ pm$ ).

Размер ячеек аналогичен таковому для модели Киринского участка (размер модели — 245 430 ячейки). Количество разрывных нарушений, выявленных для этой площади, составляет 645 [Зайцев и др., 2016].

И наконец, модель, построенная для Восточно-Одоптинского лицензионного участка, состоит из следующих стратиграфических подразделений:

1) комплекс пород фундамента мелового возраста, в котором предполагается присутствие кавернозно-трещинного резервуара;

2) эоцен-верхнеолигоценый мацигарско-даехуриинский ( $P_3^1mc-P_3^2dh$ ) комплекс, обладающий трещинно-поровым резервуаром;

3) ниже-среднемиоценовый комплекс, сложенный породами уйнинского ( $N_1^1un$ ) и дагинского ( $N_1^{1-2}dg$ ) стратиграфических горизонтов, характеризующийся трещинно-поровым резервуаром;

4) структурные ловушки среднемиоценового окобыкайского комплекса ( $N_1^2ok$ ), имеющие трещинно-поровый резервуар;

5) структурные и литологические ловушки каскадной верхнемиоценовой свиты ( $N_1^3kas$ ), представленные преимущественно поровым резервуаром;

6) структурные и литологические ловушки верхнемиоценового нижненутовского резервуарного комплекса ( $N_1^3nt_1$ ), преимущественно с поровым резервуаром;

7) структурные ловушки в нижней части нижнеплиоценового верхненутовского ( $N_2nt_2^1$ ) стратиграфического подгоризонта, представленные преимущественно поровыми резервуарами;

8) структурные ловушки верхней части нижнеплиоценового верхненутовского ( $N_2nt_2^2$ ) стратиграфического подгоризонта, обладающие преимущественно поровым резервуаром.

3D геологическая модель Восточно-Одоптинского лицензионного участка также состоит из ячеек с размером по горизонтали 250×250 м и имеет восемь зон (слоев). Таким образом, сетка имеет размерность 132×400×8, что соответствует 422 400 ячейкам.

При создании модели учтено более 300 разрывов. Отметим, что главные структурообразующие нарушения представлены взбросами, сбросами и сдвигами, кинематика которых хорошо видна на сейсмических разрезах. Некоторые взбросы достигают поверхности дна моря или фиксируются до средней части верхненутовского комплекса, при этом они имеют значительную амплитуду смещения по нижним горизонтам, достигающую

1000 м. Подобные разрывные нарушения отражают хрупкие деформации горных пород фундамента и палеогена в более пластичных отложениях осадочного чехла. Таким образом, разломообразование происходило вдоль ослабленных зон древних погребенных разломов фундамента Восточно-Одоптинского лицензионного участка.

Геомеханические модели для трех рассматриваемых лицензионных участков построены для сдвигового поля напряжений с субширотным сжатием. Возникшие в результате приложения этой внешней нагрузки локальные напряжения рассчитывались для каждого горизонта с учетом ориентировки осей напряжений.

На Киринском лицензионном участке области повышенных значений сжимающих напряжений ( $\sigma_3$ ) распределены в виде сетки максимумов, протягивающихся в субширотном и северо-восточном направлении. Максимальные сжимающие напряжения протягиваются вдоль Западно-Кириинской структуры, обрамляют Мынгинскую антиклиналь и разделяют Южно-Кириинское поднятие на отдельные блоки. К областям опускания приурочено мало максимумов напряжений.

В пределах Аяшского лицензионного участка области повышенных значений сжимающих напряжений ( $\sigma_3$ ) локализованы в южной половине блока в верхних частях разреза, в то время как нижние части, наоборот, максимально деформированы на севере. Максимумы значений вытянуты в субширотном направлении. Кроме того, построены схемы ориентировки максимального и минимального сжатия.

Восточно-Одоптинский лицензионный участок проекта «Сахалин-3» находится в северной части шельфа северо-восточного побережья о. Сахалин. В пределах этой территории в результате работ прошлых лет выделены и оконтурены Восточно-Одоптинская, Лозинская, Южно-Лозинская, Шивчибинская антиклинальные структуры. Наиболее подвержены воздействию внешнего сжатия в нижних частях разреза участки, протягивающиеся вдоль западного и восточного склонов Восточно-Одоптинской антиклинальной структуры и западного борта Лозинского поднятия. Для верхних горизонтов (начиная с верхненутовского ( $N_2nt_2^1$ ) подкомплекса) области повышенных значений сжимающих напряжений ( $\sigma_3$ ) расположены в пределах северной, центральной и южной частей Лозинской антиклинали.

В результате анализа результатов геомеханического моделирования для каждой лицензионной области построены прогнозные аналитические модели трещиноватости, причем каждая модель, как показано выше, рассчитывалась по шести параметрам. Расчеты показали, что разные участки изучаемой территории по-разному затронуты процессом трещинообразования, в результате чего характер и величина вторичной проницаемости

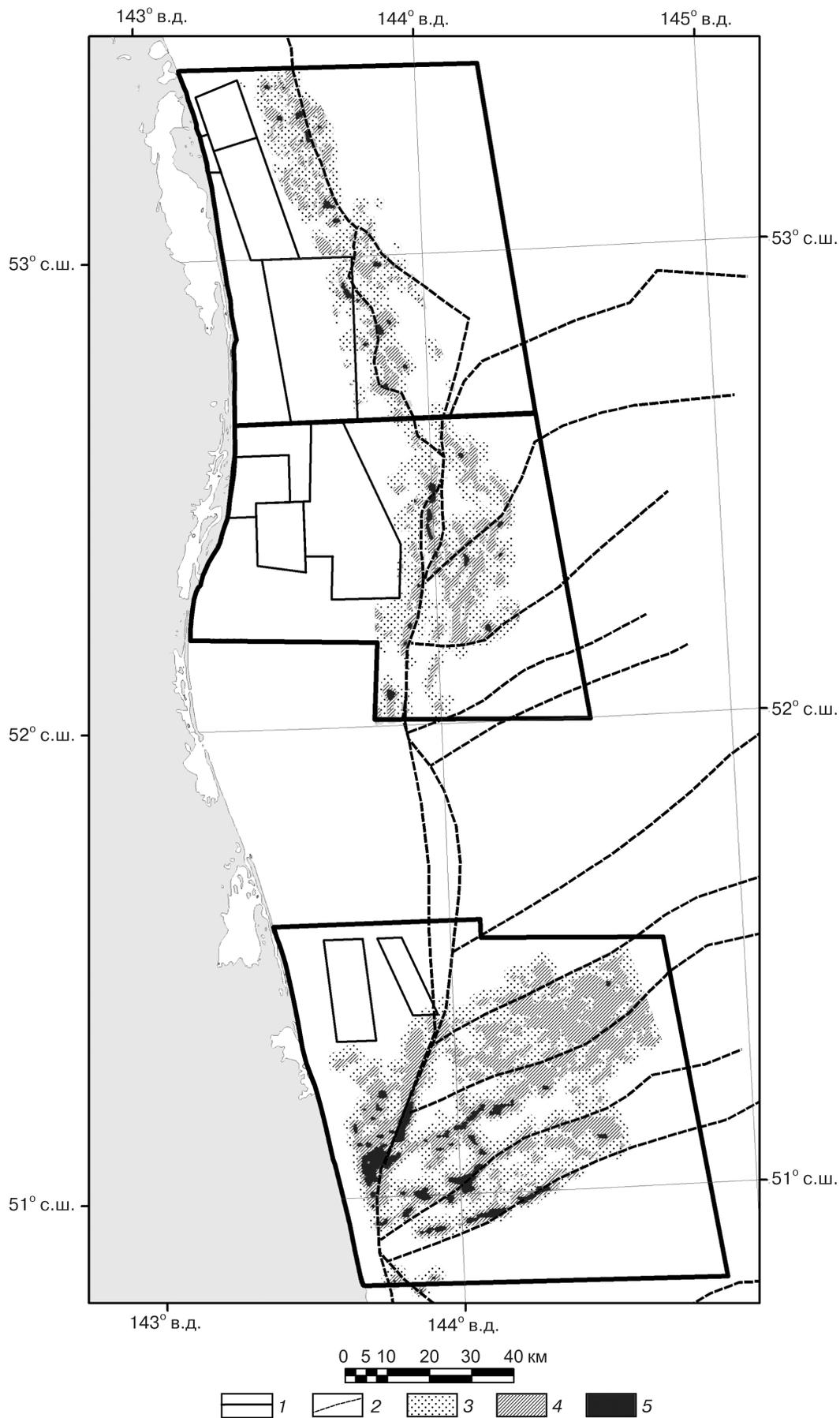


Рис. 2. Схема вторичной проницаемости даехурийского горизонта ( $P_3^2dh$ ) Восточно-Одоптинского, Аяшского и Киринского блоков: 1 — границы лицензионных участков; 2 — крупные разрывные нарушения; 3 — минимальные значения вторичной проницаемости; 4 — средние значения вторичной проницаемости; 5 — высокие значения вторичной проницаемости

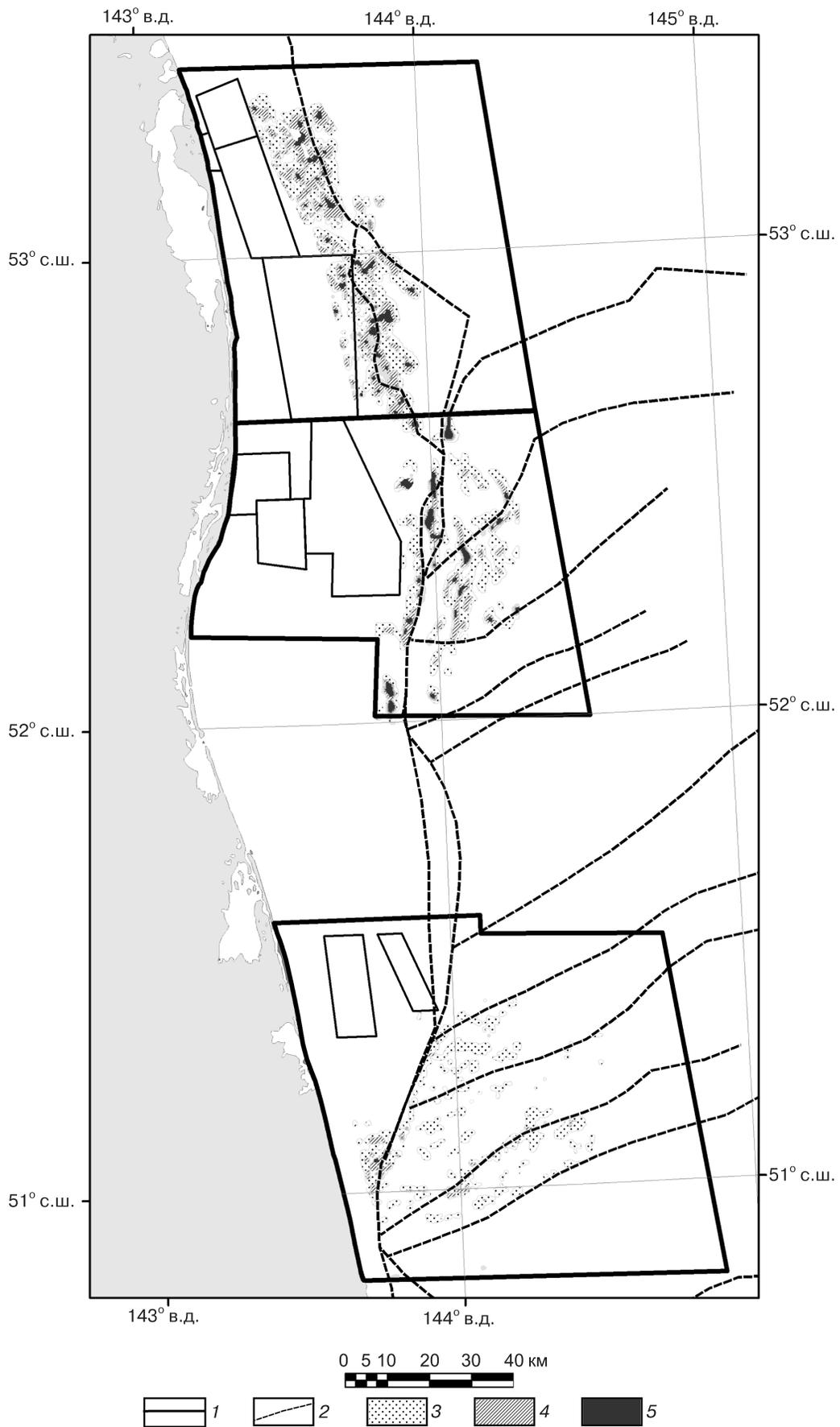


Рис. 3. Схема вторичной проницаемости дагинского комплекса (N<sub>1</sub><sup>1-2</sup>dg) Киринского, Аяшского и Восточно-Одоптинского лицензионных участков: 1 — границы лицензионных участков; 2 — крупные разрывные нарушения; 3 — минимальные значения вторичной проницаемости; 4 — средние значения вторичной проницаемости; 5 — высокие значения вторичной проницаемости

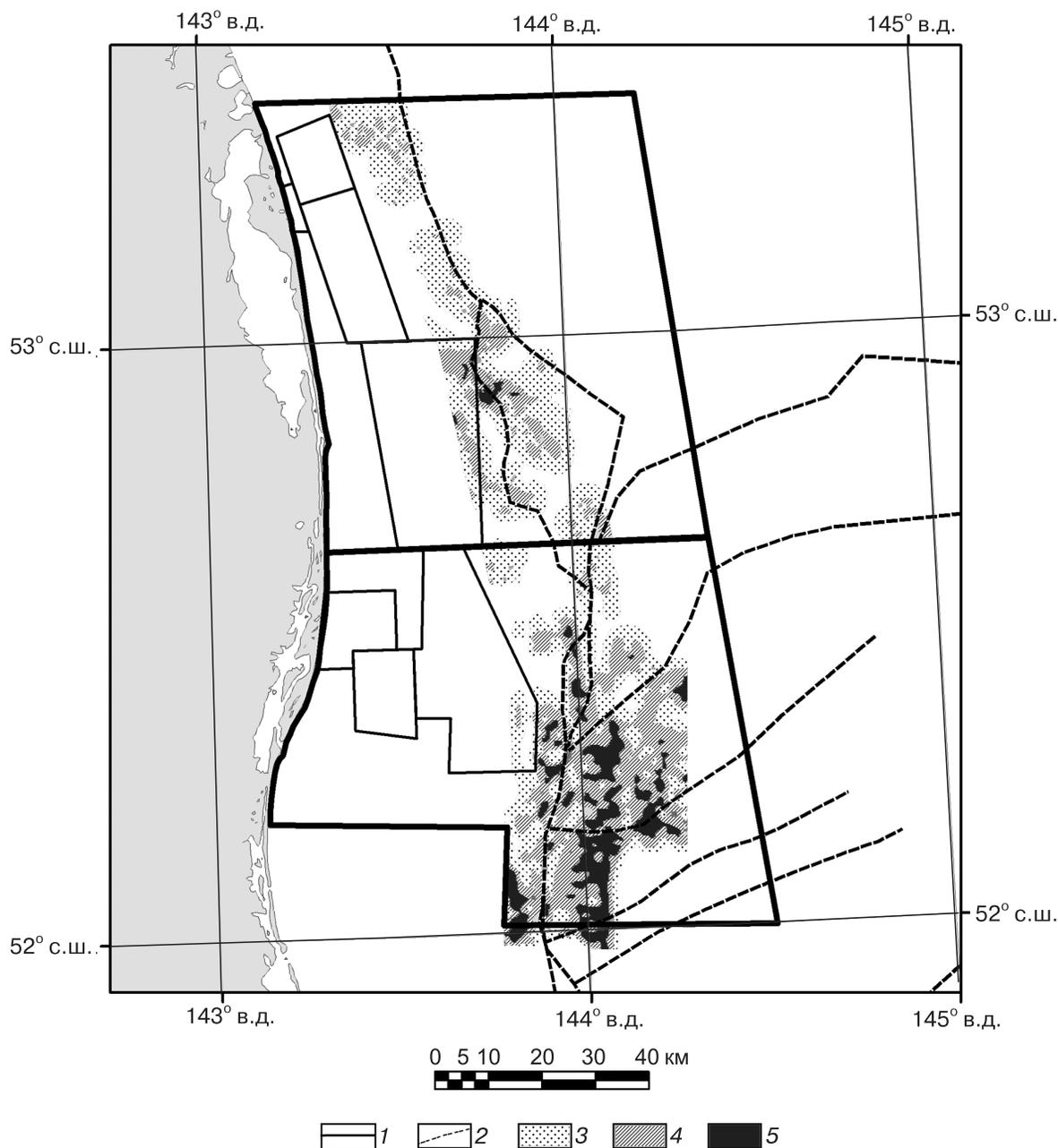


Рис. 4. Схема вторичной проницаемости верхненунувовского подкомплекса ( $N_{2nt_2}$ ) Аяшского и Восточно-Одоптинского лицензионных участков: 1 — границы лицензионных участков; 2 — крупные разрывные нарушения; 3 — минимальные значения вторичной проницаемости; 4 — средние значения вторичной проницаемости; 5 — высокие значения вторичной проницаемости

существенно меняются как по площади, так и с глубиной.

**Прогнозная оценка вторичной проницаемости коллекторов в северо-восточной части Сахалинского шельфа.** 3D геомеханическое моделирование, выполненное для этого региона, позволило рассчитать прогнозную проницаемость для каждого стратиграфического горизонта. Выявленная вторичная проницаемость различна в верхних и нижних стратиграфических горизонтах, причем поверхностью раздела служит окобыкайская глинистая пачка. Отметим, что с глубиной максимумы вторичной проницаемости локализуются вдоль разломов фундамента.

Распределение вторичной проницаемости даехуриинского горизонта ( $P_3^2$ ) имеет сложное строение (рис. 2). Южнее Восточно-Одоптинского поднятия зоны высоких значений вторичной проницаемости приобретают все более вытянутую форму, особенно это заметно при переходе к Аяшскому и Киринскому блокам. При этом меняется ориентировка этих зон — от северо-западной для Восточно-Одоптинского участка к субмеридиональной для Аяшского участка и к северо-восточной для Киринского.

Вторичная проницаемость дагинского ( $N_1^{1-2dg}$ ) горизонта на Киринском лицензионном участке заметно уменьшается, в то время как в Аяшском

и Восточно-Одоптинском блоках она практически остается без изменений (рис. 3). Основные максимумы повышенных значений вторичной проницаемости протягиваются вдоль крупных разрывных нарушений, создают сеть фильтрационных каналов, определяющих миграцию углеводородов (особенно это характерно для нефтегазоматеринских толщ уйнинского, окобыкайского и даехуриинского комплексов).

Крупные разрывные нарушения в породах окобыкайской свиты служат каналами вертикальной миграции углеводорода, которые соединяют нефте- и газоматеринские толщи палеогенового возраста с верхнемиоценовыми и плиоценовыми коллекторами. Для этого горизонта необходимо выявить степень тектонической сохранности и с этой позиции можно объяснить отсутствие скоплений углеводородов под активными тектоническими нарушениями.

В верхнемиоцен-плиоценовых отложениях наиболее проницаемы южная часть Восточно-Одоптинского и южная половина Аяшского лицензионных участков (рис. 4). Отметим, что вторичная проницаемость определяет фильтрационную обособленность локальных структур.

**Заключение.** Вклад значений вторичной проницаемости в полную (или эффективную) про-

ницаемость у разных стратиграфических подразделений неодинаков. Так, например, в комплексе пород фундамента мелового возраста предполагается присутствие кавернозно-трещинного резервуара, для которого вторичная проницаемость равна полной. Для эоцен-верхнеолигоценового мачигарско-даехуриинского ( $P_3^1mc-P_3^2dh$ ) комплекса, обладающего трещинно-поровым резервуаром, вклад вторичной проницаемости при оценке эффективной преобладает, и, следовательно, площади с высокими значениями вторичной проницаемости перспективны для поиска месторождений нефти и газа. В залегающих выше отложениях ниже-среднемиоценового комплекса, также характеризующихся трещинно-поровым коллектором, составляющая вторичной проницаемости становится меньше. Для преимущественно терригенных верхнемиоценовых-плиоценовых отложений, обладающих поровым резервуаром, роль вторичной проницаемости существенно ниже, тем не менее ее необходимо учитывать.

Выявленная вторичная проницаемость может существенным образом дополнить информацию о фильтрационных параметрах коллектора и служит важным поисковым критерием, особенно для трещиноватых и трещиновато-поровых резервуаров.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

*Зайцев В.А., Рябухина С.Г., Дмитриевская Т.В., Бондарев А.В.* Геомеханическое моделирование коллекторских свойств Киринского лицензионного участка (Присахалинский шельф) // Мат-лы конф. «Фундаментальный базис инновационных технологий поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК России». М.: Изд. центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2016а. С. 99–104.

*Зайцев В.А., Рябухина С.Г., Дмитриевская Т.В., Сизиков Е.А.* Оценка вторичных фильтрационных параметров с помощью геомеханического моделирования Аяшского лицензионного участка (Присахалинский шельф) // Мат-лы конф. «Фундаментальный базис инновационных технологий поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК России». М.: Изд. центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2016б. С. 104–108.

Поступила в редакцию  
28.03.2017