

УДК [551.243+553.982.2](265.546)

## СТРУКТУРЫ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ БАССЕЙНОВ ТАТАРСКОГО ПРОЛИВА

© 2010 А.Е. Нечаюк<sup>1</sup>, А.И. Обжиров<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Дальневосточный геологический институт, ДВО РАН, г. Владивосток, 690022; e-mail: alexvlad@inbox.ru

<sup>2</sup>Тихоокеанский океанологический институт им. В.И.Ильичева, г. Владивосток, 690041, e-mail: obzhirov@poi.dvo.ru

На основе материалов о происхождении и строении осадочных бассейнов Татарского пролива, а также данных газогеохимических исследований рассматривается перспективность пролива на углеводородное сырье.

Важным выводом является сопряженность структурного положения нефтегазоносных отложений и газогеохимических аномалий. Они являются критерием поиска и прогноза нефтегазовых залежей при совместном рассмотрении геолого-структурных, геофизических и газогеохимических характеристик.

*Ключевые слова:* осадочные бассейны, газогеохимические исследования, нефтегазоносность, Татарский пролив.

### ВВЕДЕНИЕ

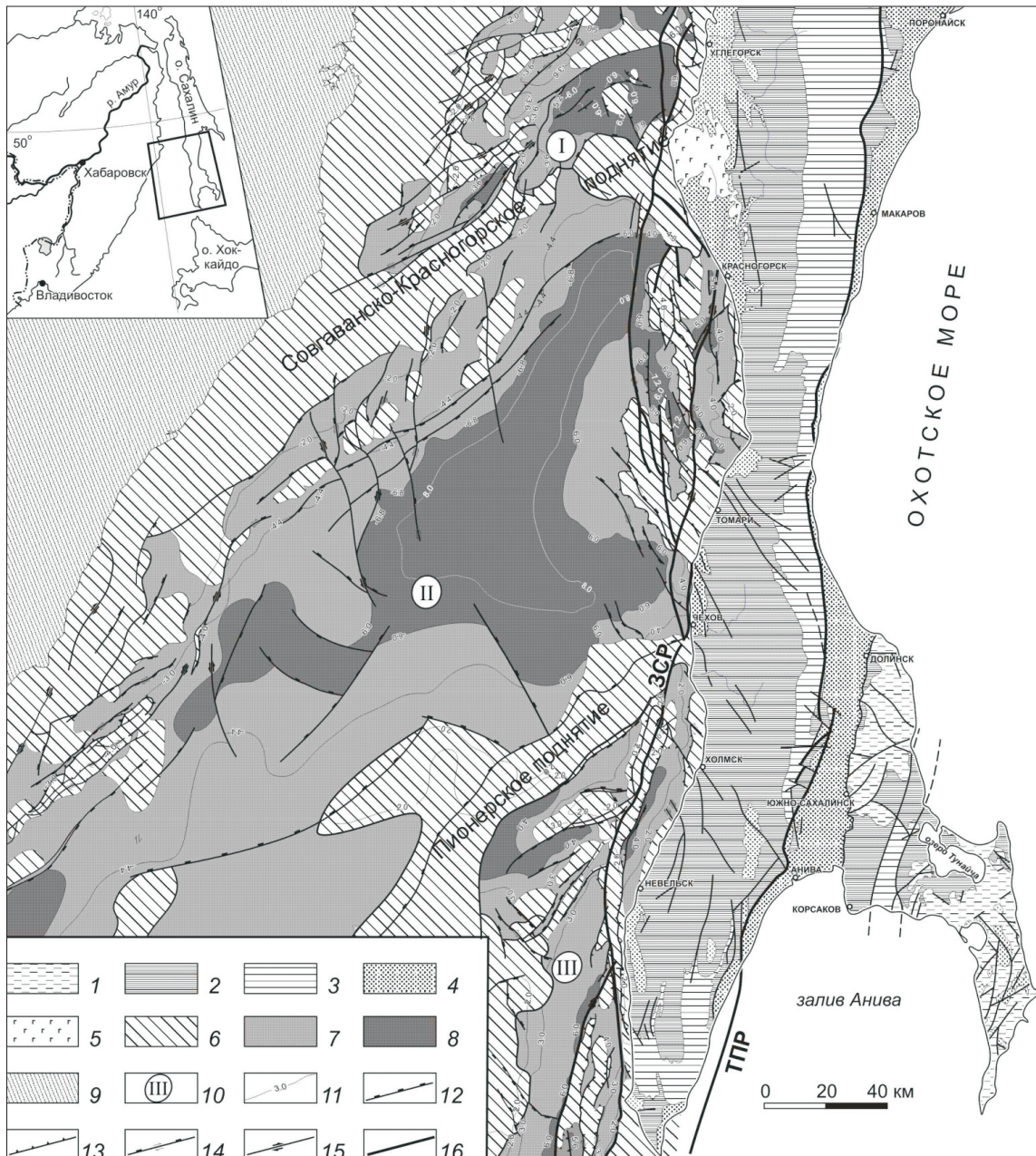
К перспективам поисков залежей углеводородов в Татарском проливе обращались многие исследователи (Жаров и др., 2004; Обжиров 1993; Харахинов 2010). Описывались геологические, геохимические, структурные и другие критерии, которые обычно характеризуют возможность формирования залежей нефти и газа в регионе Татарского пролива. В этой статье авторы предлагают дополнительные характеристики геолого-структурных и газогеохимических процессов в этом регионе. Большое внимание уделяется сравнению геолого-структурных условий Татарского пролива со структурами месторождений нефти и газа западной части Сахалина и восточного шельфа Охотского моря. Это более детально обсуждается впервые в данной статье. По аналогии с известными геолого-геофизическими, газогеохимическими, нефтегазовыми и другими характеристиками месторождений нефти и газа Охотско-Японско-Сахалинского региона можно более детально прогнозировать перспективы поиска нефти и газа в регионе Татарского пролива.

### СТРУКТУРЫ ТАТАРСКОГО ПРОЛИВА

Татарский пролив, отделяющий о. Сахалин от материка, протягивается в меридиональном

направлении на 700 км, раскрываясь на юг в глубоководную котловину Японского моря.

В пределах Татарского пролива выделяются три осадочных бассейна (с севера на юг): Северо-Татарский, Южно-Татарский и Исикари-Западно-Сахалинский (Жаров и др., 2004) (рис. 1). В структурном отношении это грабены (или системы грабенов) в целом северо-восточного простирания, в пределах которых акустический фундамент, представленный, по (Жаров и др., 2004) поздне меловыми и палеоценовыми образованиями, опущен на глубины 5-9 км. Вблизи краевых частей впадин происходит резкое сокращение мощности (до полного выклинивания отдельных горизонтов) заполняющих впадины эоцен-четвертичных образований. Это является прямым указанием на то, что формирование грабенов и их заполнение происходили одновременно, в течение всего послепалеоценового времени. Распределение мощностей и фаций в отдельных впадинах свидетельствует о миграции депоцентров с востока на запад. Другими словами, максимальные мощности эоцен-моценовых отложений установлены вдоль западного побережья о. Сахалин (Геологическая..., 1969), в то время как наибольшие мощности миоцен-четвертичных образований накопились несколько западнее, в центральных частях впадин (Жаров и др., 2004).



**Рис. 1.** Структурная карта южной части о. Сахалин и Татарского пролива. Карта составлена с использованием материалов (Геологическая..., 1969; Жаров и др., 2004): 1 – Анивский и Сусунайский террейны; 2 – меловые породы; 3 – свиты от эоцена до среднего миоцена: Снежинкинская, Краснопольевская, Такарадайская, Аракайская, Холмская, Невельская, Верхнедуйская, Анивская, Чеховская, Сертунайская; 4 – свиты от среднего миоцена до четвертичного периода: Курасийская, Маруямская; 5 – плиоценовые базальты; 6 – поднятия; 7 – депрессии глубиной до 6 км; 8 – депрессии глубиной от 6 до 8 км; 9 – позднемеловые и кайнозойские вулканиты восточного Сихотэ-Алиня; 10 – осадочные бассейны Татарского пролива: I – Северо-Татарский, II – Южно-Татарский, III – Исикари-Западно-Сахалинский; 11 – изогипсы кровли акустического фундамента; 12 – сброс; 13 – взброс; 14 – сбросо-сдвиг; 15 – сдвиг; 16 – региональная зона разломов: ТПР – Тым-Поронайская зона разломов, ЗСР – Западно-Сахалинская зона разломов.

Впадины разделены Совгаванско-Красногорским и Пионерским поднятиями, вытянутыми в северо-восточном направлении. Здесь эоцено-олигоценые и миоценовые отложения либо отсутствуют полностью, либо установлены минимальные (до первых сотен м) их мощности.

Западно-Захалинский прогиб, располо-

женный между Западно-Сахалинским и Тымь-Поронайским разломами, в недавнем прошлом являлся частью Татарского пролива. Располагающиеся между Западно-Сахалинским и Тымь-Поронайским разломами части осадочных бассейнов Татарского пролива, где эоцен-миоценовые, преимущественно морские

терригенные отложения имеют мощность до 6000 м, в плиоцен-четвертичное время в процессе близширотного сжатия были интенсивно деформированы и подняты выше уровня моря, образуя интенсивно размываемую систему Западно-Сахалинских гор (Василенко и др., 2009; Ким и др., 2009; Рождественский, 1997).

### КРИТЕРИИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Изученность бассейна на нефть и газ неравномерна и недостаточна. Нефтегазопосконое бурение осуществлялось только на западном Сахалинском шельфе Татарского бассейна. Промышленным объединением «Сахалиморнефтегазпром» было пробурено 12 поисково-разведочных скважин на девяти морских структурах: Александровской, Гавриловской, Изыльметьевской, Надеждинской, Красногорской, Ильинской, Старомаячинской, Кузнецовской и Виндиской (рис. 2, 4). Изучались осадочные стратиграфические комплексы от верхнего миоцена до верхнего мела.

В результате исследований было открыто небольшое газовое Изыльметьевское месторождение. Продуктивными являются песчано-глинистые верхнемиоценовые отложения маруямской свиты. Отмечается, что по сейсмическим данным перспективными на нефть и газ в этом регионе являются песчано-глинистые отложения нижнемиоценового возраста с переслаиванием слоев коллекторов и покрышек. В то же время предполагается, что нефтегазосносным потенциалом обладают меловые и палеогеновые отложения, подстилающие неогеновый песчано-глинистый комплекс пород. В этих отложениях встречены проявления нефти и газа, преимущественно метана. Они приурочены к зонам разломов, литологических несогласий, к трещинам в структурах различного генезиса, в том числе вулканогенных образований, приразломных участков. Ловушками углеводородов являются трещинно-поровые коллекторы, покрышками — глинисто-кремнистые пласты и плоскости разломов. С другой стороны, кремнисто-глинистые толщи являются нефтегазоматеринскими.

В заключении монографии (Жаров и др., 2004) отмечено, что «результаты нефтегеологического анализа и моделирования процессов генерации-миграции-аккумуляции свидетельствуют о наличии всех необходимых компонентов нефтегазосносных систем: нефтегазоматеринских и резервуарных толщ, зональных и региональных флюидоупоров и ловушек различных генетических типов. Из этого, по нашему мнению, следует, что открытие новых месторождений УВ

на шельфе Татарского пролива — дело времени и грамотного планирования поисково-оценочных работ».

Газогеохимические исследования, выполненные нами (Обжиров, 1993), показали важную закономерность. Она состоит в том, что газогеохимия подтверждает наличие глубинного источника миграции углеводородов и их накопление в структурных сочетаниях коллектор-покрышка в более молодых (неогеновых) отложениях. Здесь мы не характеризуем генезис глубинных углеводородов — мантийный или термогенный — как результат преобразования органического вещества меловых и домеловых пород.

Для наиболее информативного прогноза нефтегазосносности в морских условиях по газогеохимическим критериям на большом фактическом материале нами был определен горизонт — придонная вода. Аномальное распределение в нем углеводородных газов характеризовало наличие миграции углеводородов из залежи нефти и газа.

На акваториях дальневосточных морей выделено 5 уровней распределения концентраций метана в придонной воде (Обжиров, 1993): 1) 150-300 нл/л; 2) 300-1000 нл/л; 3) 1000-3000 нл/л; 4) 3000-10 000 нл/л; 5) больше 10 000 нл/л. Каждый уровень является аномальным относительно фона, который в дальневосточных морях не превышает 70-90 нл/л.

Первый уровень характеризует, возможно, присутствие залежи глубже 3000 м, наличие над ней глинистой перекрывающей ее толщи мощностью около 1000 м. В этом случае аномалии, как правило, распределяются по периферии залежи в связи с образованием микротрещин в районе водонефтяного контакта.

Второй уровень аномальных концентраций метана формируется над нефтегазовыми залежами, расположенными на глубинах 2000-3000 м, с незначительной нарушенностью нефтегазосносных отложений.

Третий уровень определяет наличие нефтяной и газовой залежи на глубинах 1500-2500 м с высокой степенью нарушенности нефтегазосносных структур.

Четвертый уровень распространен в районе преимущественно газовой залежи с глубиной продуктивных отложений 1000-2000 м с высокой степенью нарушенности нефтегазосносной площади.

Пятый уровень концентраций метана в придонной воде появляется в зонах активных разломов, вскрывающих мощную газонасыщенную толщу и (или) газогидраты. При этом в воде на эограммах в районе аномалий газа наблюдаются звукорассеивающие тела.

В осадочных впадинах Охотского, Японского и Южно-Китайского морей определены

все уровни аномальных концентраций метана в придонной воде (Обжиров, 1993).

Прогноз нефтегазоносности, сделанный нами с учетом газогеохимических критериев, проверен нефтегазопроисковым бурением на десяти структурах – Александровской, Надеждинской, Гавриловской (Японское море, Татарский пролив); Магаданской, Пильгунской, Астохской, Лунской, Дагинской (Охотское море); «Белый Тигр», Южно-Коншонской (Южно-Китайское море). На трех структурах (Александровской, Надеждинской, Магаданской) из-за отсутствия аномалий газа в придонной воде нами был сделан отрицательный прогноз. Скважины, пробуренные на этих структурах, подтвердили отсутствие нефтегазовой залежи.

Дана положительная оценка промышленной нефтегазоносности Пильгунской, Астохской, Лунской, Дагинской, «Белый Тигр», Южно-Коншонской структурам – скважины вскрыли залежи нефти и газа. На Гавриловской структуре было зафиксировано только проявление газа в связи с выходом продуктивных нефтегазоносных отложений на этой структуре на поверхность и их выветриванием. Таким образом, степень удачи при газогеохимическом прогнозе отрицательном составляет 100%, положительном – 85% (Обжиров, 1993).

#### ГАЗОГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ТАТАРСКОМ ПРОЛИВЕ

В 1987 г. в Татарском проливе были проведены газогеохимические исследования с целью обнаружения месторождений нефти и газа. Исследования проводились Тихоокеанским океанологическим институтом ДВО РАН под руководством А.И. Обжирова. Газогеохимические исследования придонной воды выполнены в двух районах западного присахалинского шельфа – в северной части Татарского пролива изучен район Александровской структуры, в средней части – территории Гавриловской, Изыльметьевской и Надеждинской площадей (рис. 2).

Концентрация метана колеблется в пределах 90–140 нл/л, что незначительно превышает региональный фон. Содержания этана, этилена в среднем изменяются от 2 до 7 нл/л, кислорода – 3.9–5.2 мл/л, азота – 11.8–13.6 мл/л, углекислого газа – 0.7–0.8 мл/л. Водород, гелий не обнаружены.

Повышенные концентрации метана – 150–180 нл/л – отмечены южнее Александровской структуры, на соседних небольших площадях.

На основании отсутствия аномалии углеводородов был сделан отрицательный прогноз нефтегазоносности этой площади. Нами были сделаны выводы о насыщении углеводородами

разреза осадочных отложений, в связи, с чем отмечено обширное равномерное поле метана в придонной воде с концентрациями, несколько превышающими фон, но без залежей в недрах, аномально возмущающих это поле. Кроме того, было высказано предположение, что залежь углеводородов может находиться глубже 3000 м, в связи с чем возможно уменьшение концентраций углеводородов в придонном слое и формирование обширного поля метана.

Скважина, пробуренная на Александровской площади до глубины 3248 м, подтвердила прогноз об отсутствии залежи углеводородов.

В процессе бурения в скважине отмечались частые незначительные проявления газа, преимущественно метана. По результатам бурения был сделан вывод об отсутствии залежи из-за неблагоприятных структурно-литологических условий осадочной толщи, представленной в основном слабосцементированными песчано-глинистыми, хорошо проницаемыми породами, в которых нет устойчивых структурных и литологических экранов. Эти особенности и обусловили наличие повышенного регионального фона метана в придонной воде над структурой. Гавриловская, Изыльметьевская, Надеждинская площади расположены южнее Александровской структуры, в средней части западного присахалинского шельфа (рис. 2, 4). Газогеохимические исследования на этих структурах проводились в августе 1987 г., когда скважины 1-г, 2-г на Гавриловской, скважины 1-и, 2-и на Изыльметьевской структурах были уже пробурены, а скважины 1-н на Надеждинской площади еще не было.

Основная изменчивость в газовой составляющей придонной воды всех трех площадей наблюдалась по концентрациям метана. Количество углекислого газа в среднем составляло 0.1 мл/л, азота – 12.0 мл/л, тяжелых углеводородов – 3 нл/л. Водород, гелий не обнаружены. Характер распределения полей метана на этих трех площадях показан на рис. 3. Устойчивое аномальное поле метана в придонной воде с концентрацией 500 нл/л захватывает центральную и восточную части Изыльметьевской структуры. Несколько меньшая концентрация метана – 350–400 нл/л отмечена в северном куполе Гавриловской и в юго-восточной части Надеждинской структур. Близко к фоновому простирается поле метана в северо-западной части Надеждинской площади. Аномальные всплески метана до 1420 нл/л прослежены на южном куполе Гавриловской структуры.

Рассмотрим, чем обусловлено приведенное распределение метана. Две скважины (1-и, 2-и), пробуренные в центральной части Изыльметьевской структуры, обнаружили промышленную газовую залежь в нескольких пластах маруямской свиты ( $N_1^3-Q$ ) в интервале глубин

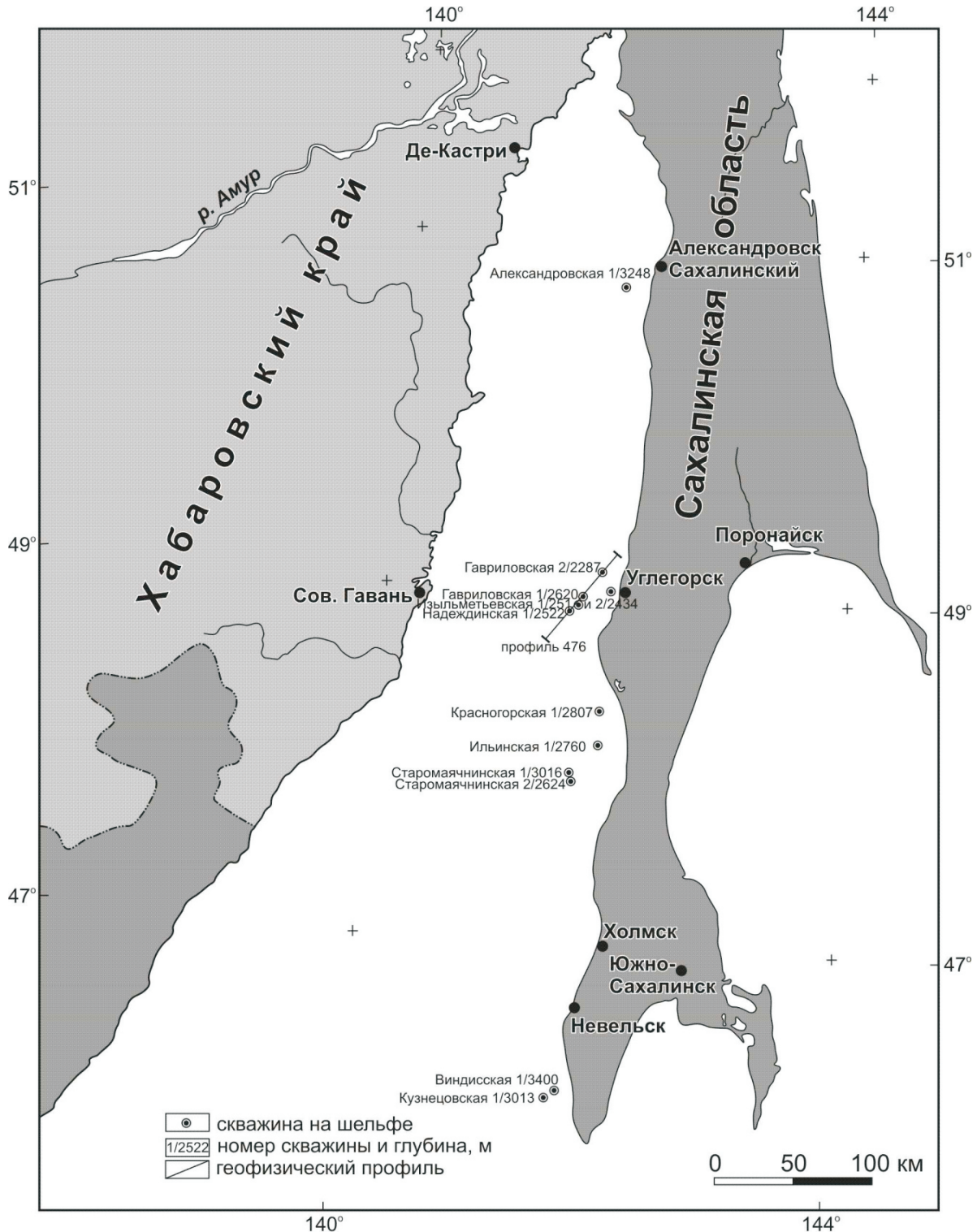


Рис. 2. Расположение скважин в Татарском проливе.

1300-1800 м. Продуктивная толща представлена песчано-глинистыми отложениями и подстилается курасийской свитой ( $N_1^{2-3}$ ). Тот же комплекс отложений, но с сокращенной мощностью и выклиниванием продуктивных пластов, вскрыт скважиной 1-н Надеждинской площади. Но в отличие от Изльметьевской структуры, где продуктивная толща подстилается алевролитами и песками, осадочные отложения Надеждинской

площади несогласно залегают на риолитах и дацитах. Это отчетливо видно в разрезах скважин, которые приведены на рис. 4. На северном куполе Гавриловской структуры скважиной 2-г перебурена только нижняя часть комплекса продуктивных отложений, так как верхняя выведена под насосы и эродирована (рис. 3, 4).

Таким образом, промышленная залежь преимущественно газообразных углеводородов

НЕЧАЮК, ОБЖИРОВ

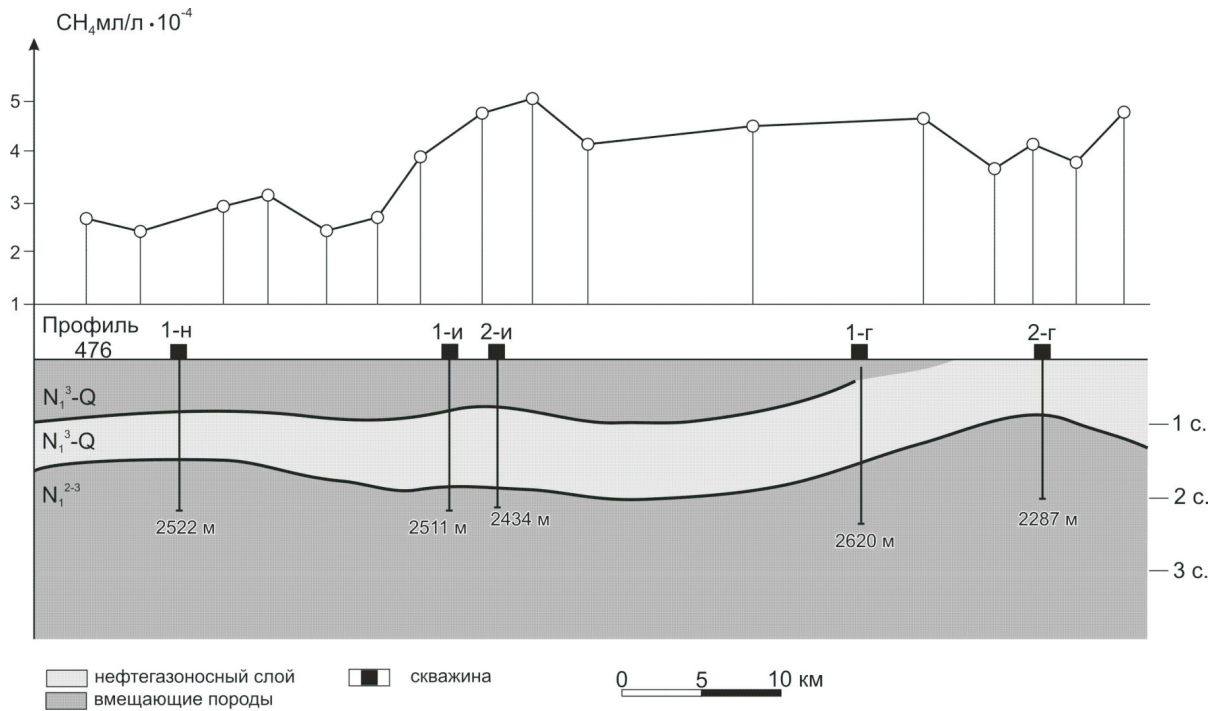


Рис. 3. Концентрации метана в придонной воде (мл/л × 10<sup>-4</sup>) над Надеждинской (Н), Изыльметьевской (И) и Гавриловской (Г) структурами по геофизическому профилю 476. Местоположение профиля см. на рис. 1.

Надеждинская - 1 Изыльметьевская - 1 Гавриловская - 2

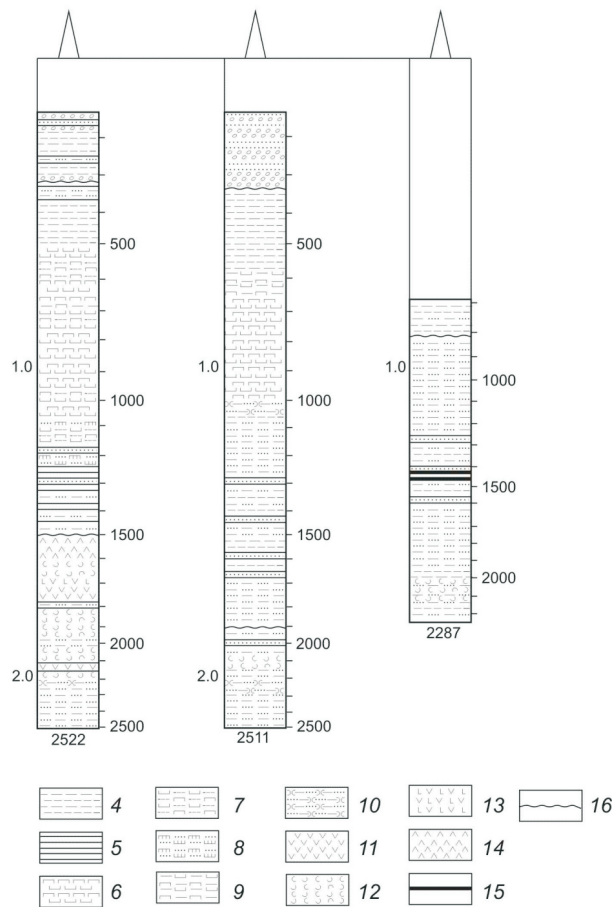


Рис. 4. Разрезы скважин Татарского пролива: 1 – конгломераты и гравелиты; 2 – пески; 3 – алевролиты; 4 – глины; 5 – аргиллиты; 6 – диатомиты; 7 – диатомовые глины; 8 – кремнистые алевролиты; 9 – кремнистые аргиллиты; 10 – туфоалевролиты; 11 – туффиты; 12 – туфы нерасчлененные; 13 – андезибазальты; 14 – риолиты, дациты; 15 – прослои углей; 16 – стратиграфическое несогласие.

присутствует на Изыльметьевской структуре и на ней мы наблюдаем в придонной воде обширное аномальное поле метана. Концентрация метана падает в направлении Надеждинской структуры, где наблюдается выклинивание продуктивных пластов и скважиной 1-н продуктивных залежей не встречено (рис. 3). Газогеохимические поля придонной воды на этих двух структурах являются хорошими индикаторами нефтегазоносности недр или ее отсутствия. По газогеохимическим критериям более перспективным для поиска нефти и газа является юго-восточный склон Надеждинской площади и восточная часть Изыльметьевской структуры.

Теперь обратим внимание на литолого-стратиграфические особенности северного и южного куполов Гавриловской структуры. Напомним, что промышленная нефтегазоносность установлена только в скважинах 1-и, 2-и. Если в скважине 1-н залежь отсутствует в связи с выклиниванием продуктивных слоев, то скважиной 2-г, начиная с поверхности до глубины 900 м (рис. 3), встречена лишь нижняя часть продуктивной толщи, а скважиной 1-г – всего 100 м ее основания, т.е. в районе Гавриловской площади мы наблюдаем эрозионный срез нефтегазоносных пластов, что привело к их разрушению, разрыву и дегазации. Благодаря тому, что процесс дегазации еще не прекратился, о чем свидетельствуют нефтегазопроявления в скважине 1-г на глубине 300 м и в скважине 2-г в интервале глубин 960-1035 м в придонной воде зафиксированы аномалии метана. Наибольшая же контрастность аномалии на южном куполе Гавриловской структуры, возможно, связана с мощной зоной тектонических нарушений, по которым южный купол поднят относительно северного на 700-800 м. Это очень важный пример необходимости учитывать структурно-тектоническое положение нефтегазоносных отложений при интерпретации газогеохимических полей придонной воды. Но и в данном случае аномалия метана в придонной воде отразила наличие толщ, насыщенных углеводородами, но подверженных выветриванию и потому уже непродуктивных.

Следует еще обратить внимание на морфологию аномальных полей метана над Изыльметьевской и Гавриловской структурами. В первом случае отчетливо выделяется куполообразная аномалия, во втором наблюдаются резкие колебания концентраций метана (рис. 3). Возможно, это связано с тем, что над залежью в придонной воде формируется поле метана с максимальным потоком его над куполом структуры. Над Гавриловской же структурой метан выделяется из отдельных разрушенных пластов, что и отражается в значительных изменениях концентраций метана.

Рассмотрение распределения метана в осадочных отложениях на Гавриловской структуре по скважинам 1-г и 2-г и в придонном слое воды над этой структурой показало несколько важных закономерностей: 1) идет постоянный подток метана (углеводородов) с глубоких горизонтов к поверхности; 2) если купол структуры сдвинут по разлому и поверхность смещения (подошва разлома) перекрывает связь структуры с нижележащими отложениями, то залежь УВ быстро истощается. Это говорит о том, что идет газифлюидный подток с глубоких горизонтов отложений, в том числе из меловых и домеловых пород.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Комплексное рассмотрение геолого-структурных, геофизических и газогеохимических исследований позволяют, с одной стороны, определить наличие вещества (углеводородов) в структуре, с другой – определить источник УВ, что способствует правильной оценке объема УВ в структуре (на месторождении нефти и газа).

Важно отметить, что газогеохимические исследования требуют тщательной проверки результатов анализа газа. Аномалии метана и углеводородных газов могут указывать на миграционный поток, который связан с эрозионной деятельностью в связи с раскрытием зоны разлома, который препятствует поступлению газа из недр в структуру, как это отражено на Гавриловской структуре. Тогда газогеохимическая аномалия не является индикатором коммерческой залежи, то есть, именно комплекс геолого-структурных, геофизических и газогеохимических исследований позволяет более надежно прогнозировать наличие залежи нефти и газа.

Работа выполнена при поддержке грантов ДВО РАН (проекты № 09-III-A-08-399, № 09-I-ОНЗ-01, № 09-I-PII-10, № 09-111-A-07-323).

## Список литературы

- Василенко Н.Ф., Прытков А.С., Ким Ч.У., Такахаши Х.* Косейсмические деформации земной поверхности на о. Сахалин в результате Невельского землетрясения 02.08.2007, Mw = 6,2 // Тихоокеанская геология. 2009. Т. 28. № 5. С. 4-15.
- Геологическая карта Сахалина. М 1: 1000000 / Ред. В.Н. Верещагин. СПб: ВСЕГЕИ, 1969.
- Жаров А.Э., Кириллова Г.Л., Маргулис Л.С. и др.* Геология, геодинамика и перспективы нефтегазоносности осадочных бассейнов Татарского пролива. Владивосток: Дальнаука, 2004. 220 с.
- Ким Ч.У., Михайлов В.И., Сен Р.С., Семенова Е.П.* Невельское землетрясение 02.08.2007: анализ

инструментальных данных // Тихоокеанская геология. 2009. Т. 28. № 5. С. 16-21.

*Обжиров А.И.* Газогеохимические поля придонного слоя морей и океанов. М.: Наука, 1993. 139 с.

*Рождественский В.С.* Роль сдвигов в формировании структуры Сахалина и месторождений углеводородов и рудоносных зон //

Геодинамика литосферы зоны сочленения Тихого океана с Евразией. Т. 1. Геология и геодинамика Сихотэ-Алинской и Хоккайдо-Сахалинской складчатых областей. Южно-Сахалинск: ИМГиГ. 1997, С. 80-109.

*Харахинов В.В.* Нефтегазовая геология Сахалинского региона. М.: Научный мир, 2010. 276 с.

## STRUCTURES AND OIL AND GAS CONTENT OF THE TATARSKY STRAIT BASINS

**A.E. Nechayuk<sup>1</sup>, A.I. Obzhirov<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>*Far East Geological Institute, FEB of RAS, Vladivostok, 690022*

<sup>2</sup>*The Il'ichev Pacific Oceanological Institute, Vladivostok, 690041*

Using the materials about the origin and structure of the Tatar Strait basins as well as the results of gas-geochemical investigations we consider the prospects of the Strait for the hydrocarbon raw material. Important conclusion is the correlation of structural positions of oil and gas depositions and gas-geochemical anomalies. They are criterion of search and the forecast of oil and gas deposits, this consideration must include geology-structural, geophysical and of gas-geochemical characteristics.

*Keywords: sedimentary basins, gas-geochemical investigations, oil and gas content, the Tatarsky Strait.*