

УДК 550.82+571.642

## О РАСПРЕДЕЛЕНИИ ПО ГЛУБИНЕ КОЭФФИЦИЕНТА ВНУТРЕННЕГО ТРЕНИЯ И СЦЕПЛЕНИЯ В МАССИВАХ ОСАДОЧНЫХ ПОРОД о. САХАЛИН

© 2017 г. П.А. Каменев, Л.М. Богомолов

*Институт морской геологии и геофизики ДВО РАН, г. Южно-Сахалинск, Россия*

Работа посвящена расчету геомеханических параметров осадочных пород с использованием соотношений, феноменологически установленных на основе каротажа глубоких скважин Полярнинского нефтяного и Анивского газового месторождений о. Сахалин.

По данным акустического каротажа рассчитаны сцепление, коэффициент внутреннего трения; проведена оценка предельных горизонтальных напряжений.

Результаты могут быть использованы для построения геомеханической модели месторождения и оценки его напряженно-деформированного состояния.

**Ключевые слова:** геомеханика (геомеханические параметры), напряжение, сцепление, коэффициент внутреннего трения.

### Введение

Знание параметров напряженно-деформированного состояния среды является ключевым для понимания деформационных процессов, происходящих в зонах взаимодействия тектонических плит, примером которых может служить о. Сахалин, расположенный на границе Амурской и Охотоморской плит. Практический интерес к этому вопросу обусловлен разработкой и освоением нефтегазовых месторождений в сейсмоопасных регионах. В этом случае требуются современные технологии, широко использующие информацию о распределении напряжений в геологической среде, соотношении между вертикально и горизонтально действующими напряжениями. Учет особенностей напряженного состояния массивов пород, обусловленного этими напряжениями, необходим, в частности, при бурении и эксплуатации горизонтальных и наклонных скважин.

В большинстве случаев соотношения между горизонтальными и вертикальными напряжениями известны для глубин до 1 км и основаны преимущественно на данных метода разгрузки. Для глубин более 5 км эти соотношения установлены по данным о механизмах очагов сейсмологических событий [Кропоткин, Ефремов, Макеев, 1987; Леонтьев, 2001; Ребецкий, 2008; Козырев, Савченко, 2009]. Интервал глубин от 1 до 5 км остается наименее изученным.

Благодаря активному развитию бурения на шельфе появилась новая возможность изучения параметров состояния массивов пород на глубинах 1.5–3 км с применением *in situ* методов. Получаемые таким образом оценки представляют интерес и для региональной геодинамики, являясь существенным дополнением к традиционно используемым площадным методам, предоставляющим данные о механизмах очагов землетрясений, распределении GPS скоростей и др. [Wei, Seno, 1998; Сапрыгин, 1997]. По сравнению с оценками, получаемыми традиционными методами, рассматриваемые оценки имеют очевидные преимущества – их отличает более высокая плотность данных

(количество проводимых измерений на единицу длины) и широкий интервал глубин исследования [Али и др., 2002].

Следует отметить практическую значимость оценок геомеханических параметров массивов осадочных пород для бурения скважин в связи со следующим. В большинстве случаев специалист, перед которым поставлена задача обеспечения стабильности стенок скважины, не имеет возможности получить основные геомеханические параметры на основе лабораторных данных, поскольку, например, при бурении терригенных пород обрушение стенок скважины наблюдается, в основном, в интервалах, сложенных глинистыми сланцами. Но для компаний-операторов эти интервалы не представляют интереса, и отбор керна в них выполняется редко. Следовательно, существует лишь один путь получения геомеханических параметров – по данным геофизических исследований.

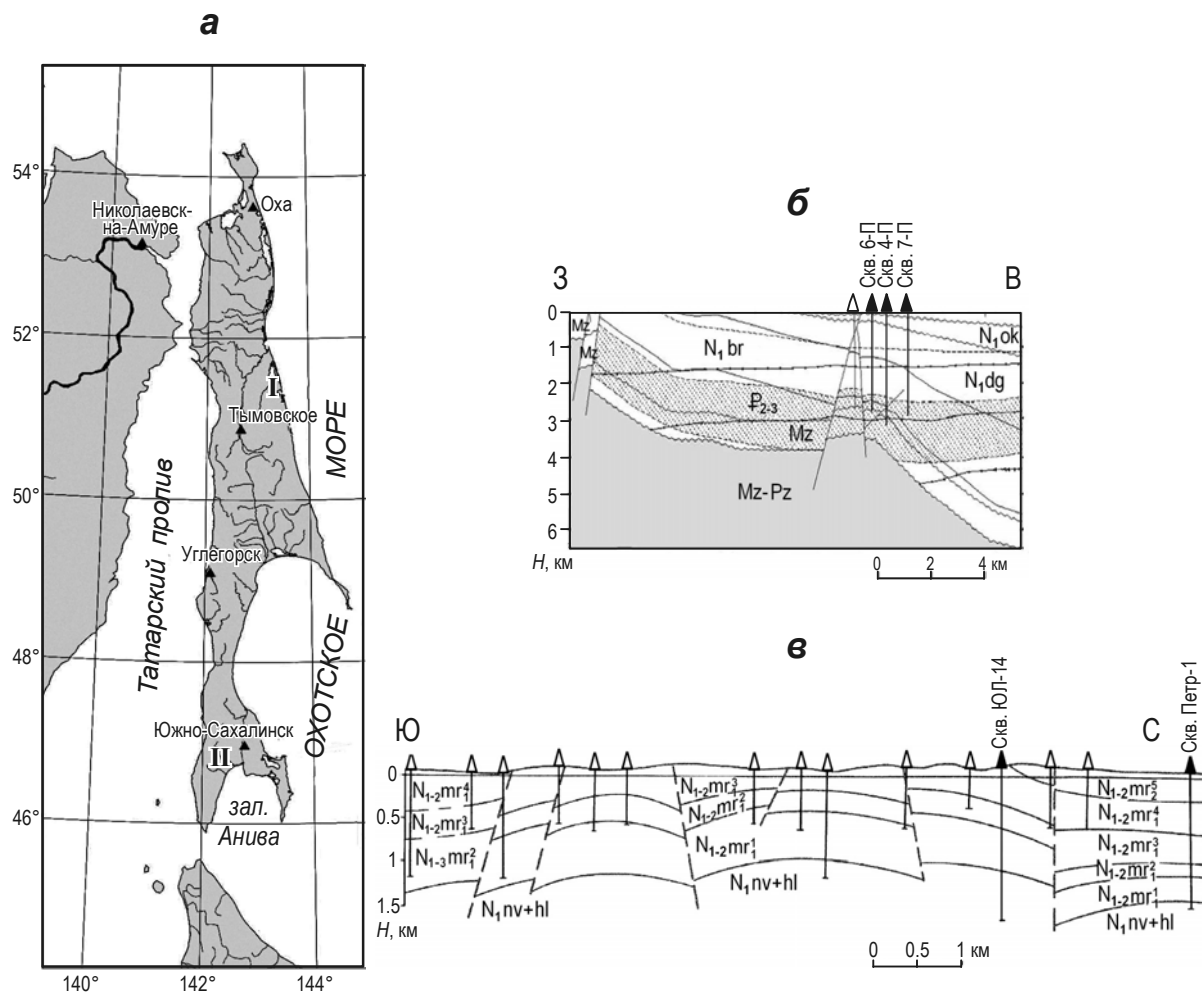
К сожалению, далеко не всегда специалисты, так или иначе занимающиеся вопросами стабильности стенок скважины, имеют в своем распоряжении качественный материал комплексного каротажа. Речь идет, прежде всего, о данных многоволнового акустического каротажа и построенных на его основе имиджах скважины. Современные акустические зонды позволяют проводить многоволновой каротаж, обеспечивающий получение ключевых геомеханических параметров, но по-прежнему большое количество каротажного материала по акустике содержит только времена пробега продольной волны. К тому же многие виды каротажа, включая и акустический, как правило, проводятся в продуктивном интервале скважины, а не в ее верхних секциях. Поэтому большое распространение в нефтегазовой отрасли получили эмпирические методы, основанные на геофизических исследованиях скважин, использование результатов которых компенсирует отсутствие более сложных и дорогостоящих методов каротажа, а также лабораторных данных.

### Исходные данные

В настоящей работе в качестве основного материала для *in situ* оценки геомеханических параметров использованы данные каротажа. При их выборе предпочтение отдавалось разведочным скважинам, в которых проводился комплексный каротаж (акустический каротаж, гамма-каротаж, каротаж сопротивлений) и была обеспечена представительность данных (равномерный шаг покрытия скважин, объем данных). В полной мере этим требованиям удовлетворяют материалы, полученные при исследовании скважин на Полярнинском нефтяном месторождении (Лунская впадина, северная часть о. Сахалин) и Анивском газовом месторождении, находящемся в южной части острова. (местоположение месторождений см. на рис. 1, а).

Полярнинское нефтяное месторождение, обозначенное на рис. 1, а римской цифрой I, приурочено к отложениям нижнего миоцена. На этом месторождении имеется сеть вертикальных скважин с глубиной около 3000 м. В данной работе используются данные трех из них – Сква. 4-П, глубина 3126 м; Сква. 6-П, глубина 2806 м; Сква. 7-П, глубина 2938 м. На рис. 1, б представлен субширотный геологический разрез, проходящий вблизи названных скважин.

Анивское газовое месторождение (цифра II на рис. 1, а) расположено в 4 км к западу от г. Анива и приурочено к верхнемиоцен-плиоценовым отложениям. В работе использованы материалы двух скважин – Южно-Луговской 14 с глубиной 1539 м (далее Сква. ЮЛ-14) и Петропавловской 1 с глубиной 1485 м (далее Сква. Петр-1). Субмеридиональный разрез, проходящий вблизи этих скважин, приведен на рис. 1, в.



**Рис. 1.** Местоположение на о. Сахалин Полярнинского нефтяного (I) и Анивского газового (II) месторождений (а), субширотный геологический разрез Полярнинского месторождения (б) и субмеридиональный Анивского (в). На б, в залитыми треугольниками на горизонтальных осях обозначены скважины, данные по которым использованы в статье. Стратиграфические разрезы построены по [Геология ..., 1970; Тютрин, Дуничев, 1985; Исаев, 2010]

Данные акустического каротажа о скоростях продольных волн могут быть использованы для расчета геомеханических параметров вскрываемых скважиной массивов пород [Lal, 1999; Horsrud, 2001]. На Полярнинском и Анивском месторождениях акустический каротаж проводился в продуктивных интервалах скважин. На первом месторождении это глубины 1000–3124 м для Сква. 4-П; 909–2803 м для Сква. 6-П; 772–2938 м для Сква. 7-П; на втором – 779–1529 м для Сква. ЮЛ-14 и 616–1439 м для Сква. Петр-1. Интервал записи кривой акустического каротажа составлял 0.2 м. Зависимость скорости волн от глубины восстанавливалась по времени пробега продольной волны.

### Выбор методики

Наиболее разработанные и широко используемые в настоящее время методики оценки геомеханических параметров, описываемых законом Кулона–Мора, базируются на предположении о монотонном возрастании уплотнения пород с глубиной. Большинство известных методик разработано для терригенных осадочных пород,

преимущественно глинистых сланцев, хотя ряд из них может быть применен и в случае карбонатных пород, в частности, для известняка.

Перейдем к оценке геомеханических параметров среды, описываемых законом Кулона–Мора:

$$\tau = C_0 + \sigma_n \operatorname{tg} \varphi, \quad (1)$$

где  $\tau$  – прочность на сдвиг;  $C_0$  – сцепление, МПа;  $\varphi$  – угол внутреннего трения;  $\sigma_n$  – эффективное напряжение (напряжение в скелете породы), действующее по нормали к плоскости разрыва, МПа.

Угол внутреннего трения  $\varphi$  и сцепление  $C_0$  определялись с использованием метода Лала [Lal, 1999] по формулам, полученным при обобщении данных акустического каротажа:

$$\sin \varphi = (V_P - 1)/(V_P + 1), \quad (2)$$

$$C_0 = 5(V_P - 1) \cdot (V_P)^{-1/2}, \quad (3)$$

где  $V_P$  – скорость продольных волн, км/с.

Для контроля полученных значений угла  $\varphi$  и  $C_0$  можно применить другой эмпирический метод – метод Хорсруда [Horsrud, 2001, Knowledge..., 2001] с последующим сопоставлением результатов с полученными по формулам (2, 3). По методу Хорсруда выражаемый в градусах угол внутреннего трения описывается формулой

$$\varphi = 11.0V_P - 10.2. \quad (4)$$

Для расчета  $C_0$  в рамках этого метода предварительно по формуле

$$\sigma_{\max} = 0.77(V_P)^{2.9}, \quad (5)$$

надо определить предел прочности при одноосном сжатии без бокового подпора  $\sigma_{\max}$ , после чего используется формула

$$C_0 = \sigma_{\max}(1 - \sin \varphi)/2 \cos \varphi. \quad (6)$$

Существует более популярная форма представления угла  $\varphi$  через  $\operatorname{tg} \varphi$ , называемый коэффициентом внутреннего трения  $f$ . Для удобства при анализе нами был выбран именно этот способ представления.

Эмпирические соотношения (2)–(6) опираются на экспериментальные данные, полученные при лабораторных испытаниях кернов глинистых сланцев на прочность, которые проводились совместно с акустическими исследованиями [Lal, 1999; Horsrud, 2001; Knowledge..., 2001]. Необходимо отметить, что обращение к эмпирическим формулам (2)–(6) обусловлено тем, что сама по себе классическая теория упругости не позволяет по данным о скоростях упругих волн определить ни характеристики среды (плотность, упругие модули), ни их геомеханические параметры (угол внутреннего трения и сцепление).

Действительно, при том, что число неизвестных параметров среды не менее трех (например, плотность, модуль всестороннего сжатия и коэффициент Пуассона), есть всего два уравнения, выражающих через них скорость продольных и поперечных волн. В связи с этим в сейсморазведке чаще всего ограничиваются построением скоростных разрезов. Вместе с тем, физический смысл коэффициента внутреннего трения аналогичен нормированной величине показателя затухания звуковых волн в гранулированной среде при длине волны, значительно превосходящей размер зерна. Эмпирические формулы для серии осадочных пород со сходными текстурой и структурой позволяют свести сложную зависимость коэффициента поглощения от ряда параметров к единственной зависимости от  $V_P$ , соответствующей тому, что значения  $V_P$  в породах, прочность и, следовательно, параметр  $f$  (или  $\operatorname{tg} \varphi$ ) тем выше, чем более консолидированы породы указанной серии.

Проанализируем обоснованность применения для исследуемого региона соотношений (2)–(6), а также возможность переноса оценок с характерных размеров порядка диаметра скважины на масштаб массивов пород.

Предложенный в названных выше работах Лала и Хорсруда и в ряде других исследований феноменологический подход к оценке геомеханических параметров терригенных пород с использованием данных комплексного каротажа глубоких скважин, с одной стороны, охватывает широкий класс осадочных пород – глинистых сланцев, аргиллитистых и алевритистых песчаников с процентным содержанием глинистых частиц от 25 до 99 %. Это открывает возможность его применения в регионах со сходными литологией и стратиграфией осадков. Благодаря сходству состава и дисперсных свойств осадочных пород Полярнинского и Анивского месторождений [Скорицова, 1965; Тихомиров, 1970; Справочник..., 1983; Исаев, 2010] и образцов пород, рассматриваемых в [Horsrud, 2001], выражения (2)–(6) могут быть применены для терригенных пород севера и юга Сахалина. Попутно стоит отметить, что для большинства месторождений Сахалина характерна плавная смена литологического состава. Песчаники изучаемых в настоящей работе свит в значительной степени алевролитистые и аргиллитистые, а аргиллиты и алевролиты – опесчаненные. Литологические характеристики условны, поскольку единой гранулометрической системы классификации терригенных пород не существует как в отечественной литературе, так и в зарубежной [Справочник..., 1983; Wentworth, 1922; Swanson, 1981].

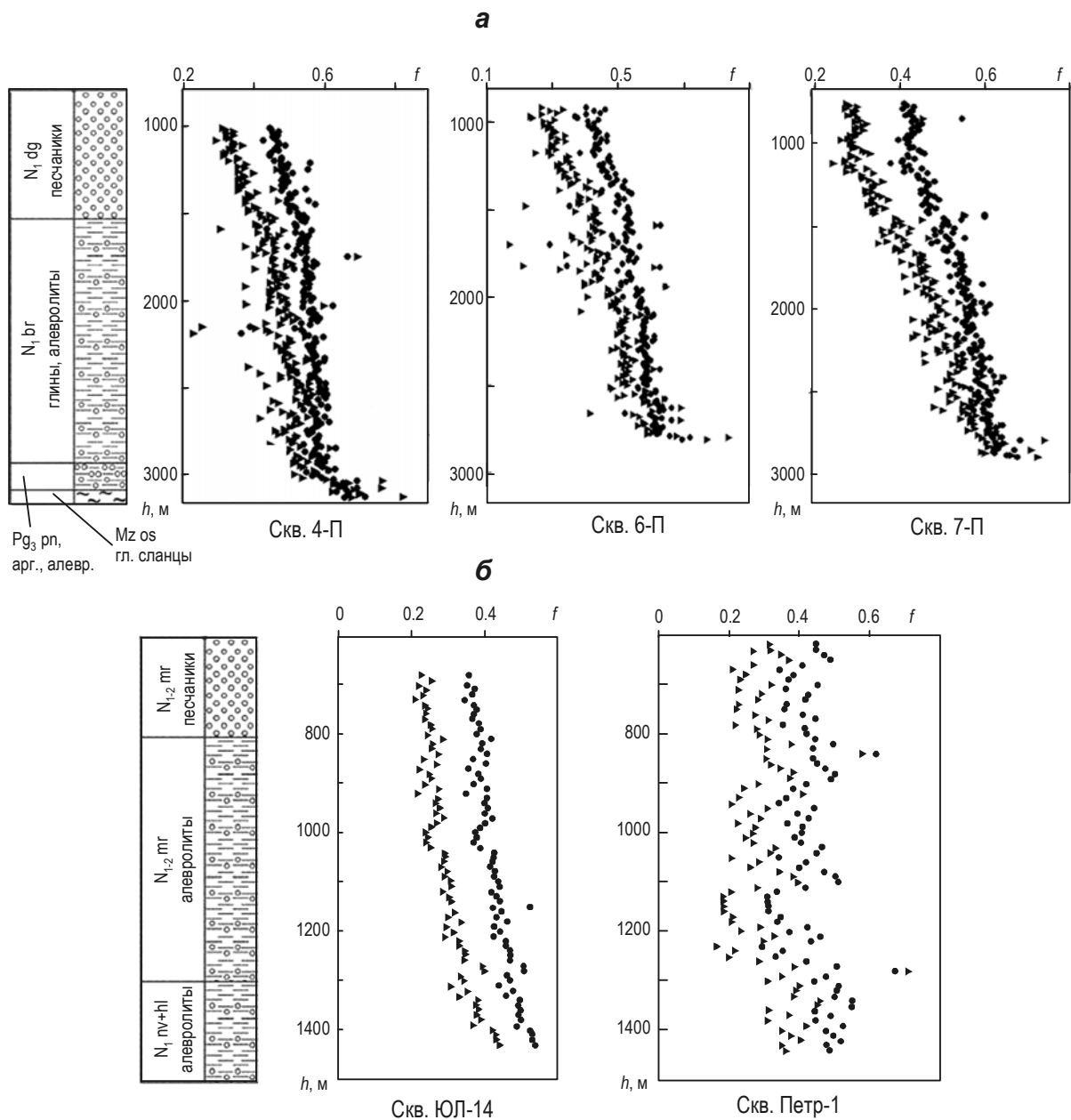
С другой стороны, известно, что значение скорости продольных волн в большей степени зависит от состава и структуры пород, а не от частотного диапазона. Так, и в случае упругих волн с частотами 50 кГц (акустический каротаж), и в случае волн с частотами от десятков до сотен Герц (диапазон приповерхностной сейсморазведки) значения  $V_p$  составляют 1.5–4.5 км/с. Значения  $V_p$ , полученные при акустическом каротаже скважин Полярнинского и Анивского месторождений [Каменев, 2014], соответствуют диапазону значений  $V_p$  для сопоставимых глубин 1–3 км, рассматриваемому в [Lal, 1999; Horsrud, 2001], что также предопределяет применимость феноменологических выражений (2)–(6).

Заметим, что в [Lal, 1999; Horsrud, 2001] не рассматривался вопрос о частотной зависимости параметров внутреннего трения и сцепления, определяемых с помощью формул (2)–(6). Отсутствие (или несущественность) такой зависимости эквивалентно постоянству параметров  $\phi$  и  $C_0$  на разных масштабах фактора. Это позволяет перенести на весь массив оценки параметров, полученные, строго говоря, для зоны вокруг скважины с размерами от десятков сантиметров до метра (области распространения волн, возбуждаемых при акустическом каротаже с частотами 15–50 кГц).

Представляет интерес экспериментальная проверка применимости (2)–(6) для волн с частотами сейсморазведочного диапазона. Для эксперимента требуется достаточно мощный источник, сравнимый по амплитуде колебаний давления с вибраторами, описанными в [Активная..., 2004], которые способны вызывать проскальзывание на границах блоков (фактически, переупаковку) на расстояниях в десятки и даже сотни метров. Однако обсуждение такого эксперимента выходит за рамки данной работы.

### Результаты исследований

Результаты расчетов коэффициента внутреннего трения для скважин Полярнинского (Скв. 4-П, 6-П, 7-П) и Анивского (Скв. ЮЛ-14, Петр-1) месторождений, полученные с применением методов Лала [Lal, 1999] и Хорсруда [Horsrud, 2001], представлены на рис. 2.



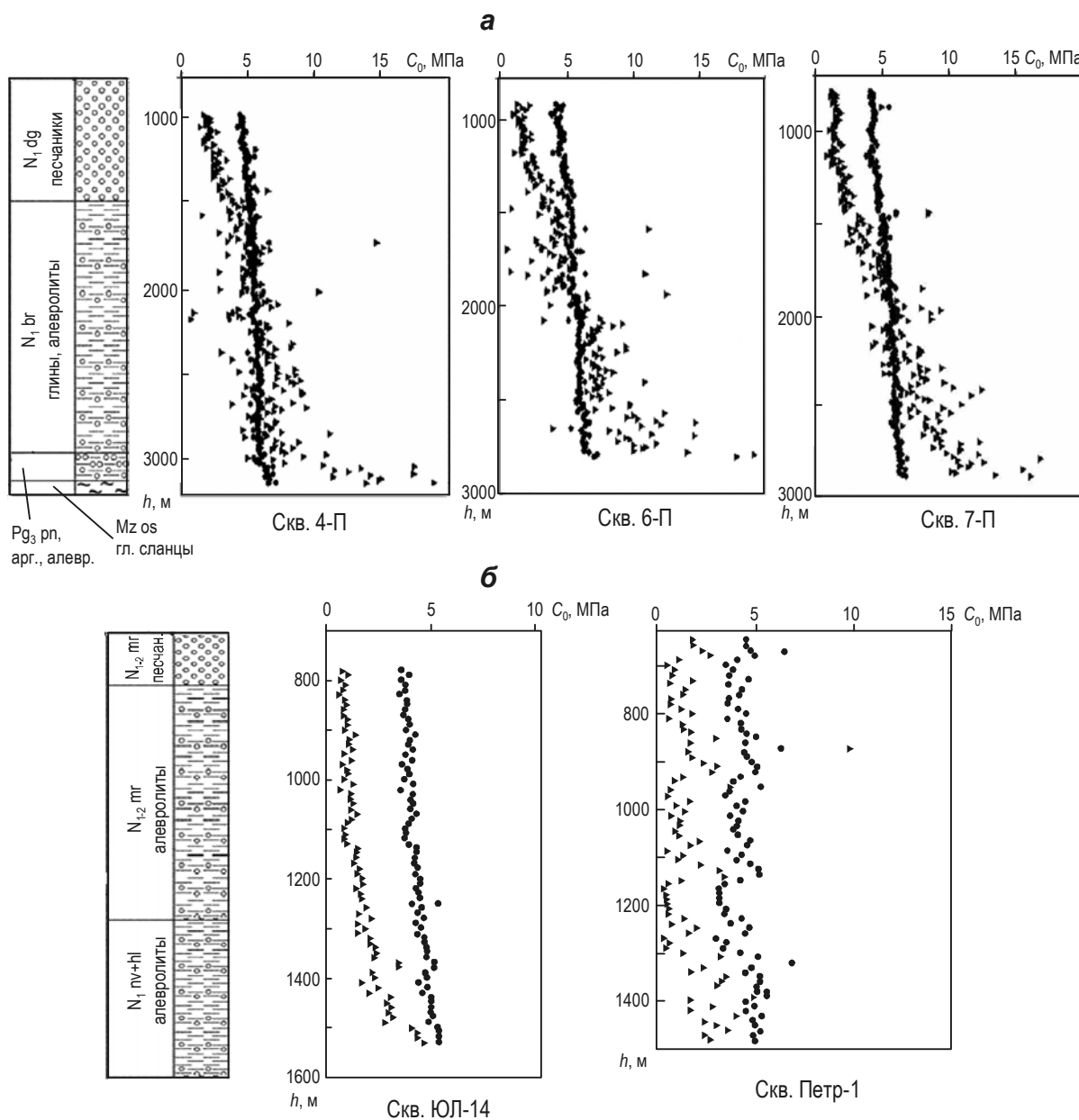
**Рис. 2.** Результаты расчетов коэффициента внутреннего трения  $f$  методами Лала (кружки) и Хорсруда (треугольники) для скважин Полярнинского (а) и Анивского (б) месторождений. Литологический и стратиграфический разрезы здесь и на рис. 3 построены по [Геология ..., 1970; Тютрин, Дуничев, 1985; Исаев, 2010]

И для Полярнинского месторождения (рис. 2, а), и для Анивского (рис. 2, б) значения коэффициента внутреннего трения  $f$ , полученные с помощью разных методов, монотонно нарастают с глубиной. На Анивском месторождении в Скв. ЮЛ-14 наблюдается наибольшие различия между значениями  $f$ , полученными разными методами. С глубины 1400–1450 м происходит рост коэффициента  $f$  до значений 0.3–0.5.

В Скв. Петр-1 (рис. 2, б) значения коэффициента  $f$  практически не меняются с глубиной. Здесь прослеживается наибольшее совпадение значений, рассчитанных разными методами. При рассмотрении графиков значений коэффициента  $f$  для обоих месторождений можно отметить, что расчеты по методу Лала дают более высокие по сравнению с расчетами методом Хорсруда значения  $f$ . На всех скважинах при прибли-

жении к забою оба метода дают близкие по значениям результаты, тогда как в верхних интервалах данные, полученные разными методами, существенно различаются. Из этого следует, что значения коэффициента  $f$ , получаемые двумя эмпирическими методами расчета, становятся более устойчивыми с увеличением плотности пород и степени их консолидации.

Величина сцепления  $C_0$ , рассчитанная для скважин Полярнинского месторождения (рис. 3, а), меняется с глубиной от 2 до 10 МПа; при этом отмечаются отдельные точечные максимумы до 18 МПа. Наибольшее совпадение значений  $C_0$ , полученных разными методами, наблюдается в интервале глубин 1700–2200 м. Результаты, полученные методом Хорсруда, имеют больший разброс; значения  $C_0$ , определенные этим методом, более резко увеличиваются с глубиной.



**Рис. 3.** Результаты расчетов сцепления  $C_0$  методами Лала (кружки) и Хорсруда (треугольники) для скважин Полярнинского (а) и Анивского (б) месторождений

На Анивском месторождении (рис. 3, б) результаты расчетов  $C_0$  двумя методами различаются в большей степени, чем на Полярнинском, что более четко прослеживается в Скви. ЮЛ-14; в Скви. Петр-1 различия несколько меньше (см. рис. 3, б). Совпадение значений  $C_0$ , полученных разными методами, наблюдается на глубинах от 1500 м до забоя.

На Полярнинском месторождении установлены два основных интервала смены стратиграфии и литологии – 1400–1600 м и 2900–3100 м; на Анивском также два – 700–900 и 1200–1400 м. Ниже в таблице приводятся средние значения коэффициента внутреннего трения  $f$  и сцепления  $C_0$  для названных интервалов.

Средние значения коэффициента внутреннего трения  $f$  и сцепления  $C_0$ , рассчитанные для основных интервалов смены стратиграфии и литологии на Полярнинском и Анивском месторождениях

Месторождение	Глубина, м	$f_{\text{ср.}}$	$C_{0\text{ср.}}$ , МПа
Полярнинское нефтяное	1400	0.2–0.5	2–5
	1600	0.2–0.6	1–5
	2900	0.4–0.7	4–15
	3100	0.6–0.8	5–15
Анивское газовое	700	0.2–0.4	1–5
	900	0.2–0.5	1–5
	1200	0.2–0.5	0.5–4
	1400	0.3–0.5	2–5

Отдельного внимания заслуживает интервал 3000–3100 м на Полярнинском месторождении, где наблюдается существенный рост значений сцепления и коэффициентов внутреннего трения, обусловленный переходом к коренным породам мезозоя.

Таким образом, для двух рассмотренных месторождений в осадочной толще отмечается лишь незначительное изменение значений коэффициентов внутреннего трения и сцепления при смене литологического состава и стратиграфии. В трендах выбранных интервалов значения этих параметров меняются лишь на 6–7 % без каких-либо резких скачков. Как отмечалось выше, это обусловлено относительной гомогенностью дисперсного состава осадочных пород; при этом толщина переходного слоя значительно превышает длину волн, используемых при акустическом каротаже.

Детальный анализ распределения скоростей продольных волн в зависимости от глубины и их изменения при смене литологического состава осадочных пород Полярнинского месторождения представлен в [Каменев, 2014]. Плавные изменения  $V_p$  в переходных слоях определяют такой же характер изменений параметров  $f$ ,  $C_0$ .

Для оценки изменения с глубиной  $h$  литостатического давления существует ряд подходов, в одном из которых используется эмпирическая формула из [Bell, 1969]:

$$\sigma_3 = 0.018h - 0.9. \quad (7)$$

Подобные соотношения используются при отсутствии данных о плотностях пород. В более традиционном подходе к оценке литостатического давления используются суммарные плотности и мощности соответствующих слоев горных пород:

$$\sigma_3 = 9.8 \cdot 10^3 \sum_i \rho_i h_i, \quad (8)$$

где  $\rho_i$  – плотность пород  $i$ -го слоя, г/см<sup>3</sup>;  $h_i$  – мощность того же слоя, м.

В данной работе использовалось как соотношение (7), так и соотношение (8) вместе с результатами расчета плотностей из [Каменев, 2014].

По данным о литостатическом напряжении, коэффициентах внутреннего трения и сцепления можно рассчитать предельное горизонтальное напряжение, используя



критерий Мора–Кулона. Будем считать, что литостатическое давление соответствует наименьшему из главных напряжений, определяющих нормальную и сдвиговую компоненты в (1). Такое предположение основано на геодинамических условиях, определяющих преобладание субширотного сжатия в результате взаимодействия Охотоморской и Амурской плит [Сапрыгин, 1997; Стеблов и др., 2010; Wei, Seno, 1998]. В работах по проекту *The World Stress Map* [Zoback, 1992] на карте напряжений для северо-востока Евразии отмечено преобладание режима горизонтального сжатия, что проявляется преимущественно в взбросовых подвижках в очагах землетрясений, определяемых по решениям для фокальных механизмов [Поплавская и др., 2011].

Приводимые в [Али и др., 2002] данные кавернометрии скважин Пильтун–Астохского месторождения, расположенного на северо-востоке о. Сахалина, также демонстрируют преобладание горизонтального напряжения (субширотного сжатия) над вертикальным в интервале глубин 1800–2000 м. Согласно названной работе, стенки исследуемой скважины имеют выраженные обрушения в двух диаметрально противоположных угловых секторах, совпадающих с направлением действия максимального сжатия (или растяжения). Все это подтверждает соотношение главных напряжений  $\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$ , где  $\sigma_1$  – наибольшее горизонтальное напряжение (сжатие),  $\sigma_2$  – меньшая из двух компонент горизонтального напряжения,  $\sigma_3$  – вертикальное напряжение.

Из теории разломообразования [Теркотт, Шуберт, 1985] вытекает, что предельно возможное значение горизонтального сжатия определяется законом Кулона–Мора (1), который для сдвигового напряжения  $\tau$  на плоскости, наклоненной к горизонту на угол  $\beta$ , записывается в виде  $\text{tg}2\beta = \pm 1/f$ . Как известно, ориентация такой плоскости выделяется среди других тем, что для нее критерий (1) достигается при наименьшем различии между  $\sigma_1$  и  $\sigma_3$  (т.е. тектонической составляющей горизонтального напряжения). Однако в теории разломообразования, разработанной Андерсоном для массивов пород с хрупким типом разрушения, не учитывалось сцепление [Теркотт, Шуберт, 1985]. В нашем случае, согласно выражениям (2)–(6) и графикам, приводимым на рис. 3, сцепление не является пренебрежимо малым фактором.

Выводя общее выражение для предельного горизонтального напряжения  $\sigma_{1\max}$ , можно воспользоваться формулами пересчета напряжений при повороте системы координат на угол  $\beta$ . В случае, когда рассматриваемая плоскость разрушения наклонена (“повернута”) на угол  $\beta$  относительно горизонтальной плоскости, т.е. направления действия  $\sigma_1$ , выражения для нормального  $\sigma_n$  и касательного  $\tau_n$  напряжений на ней принимают вид:

$$|\tau_n| = 0.5(\sigma_1 - \sigma_3)\sin 2\beta, \quad \sigma_n = 0.5(\sigma_1 + \sigma_3) - 0.5(\sigma_1 - \sigma_3)\sin 2\beta. \quad (9)$$

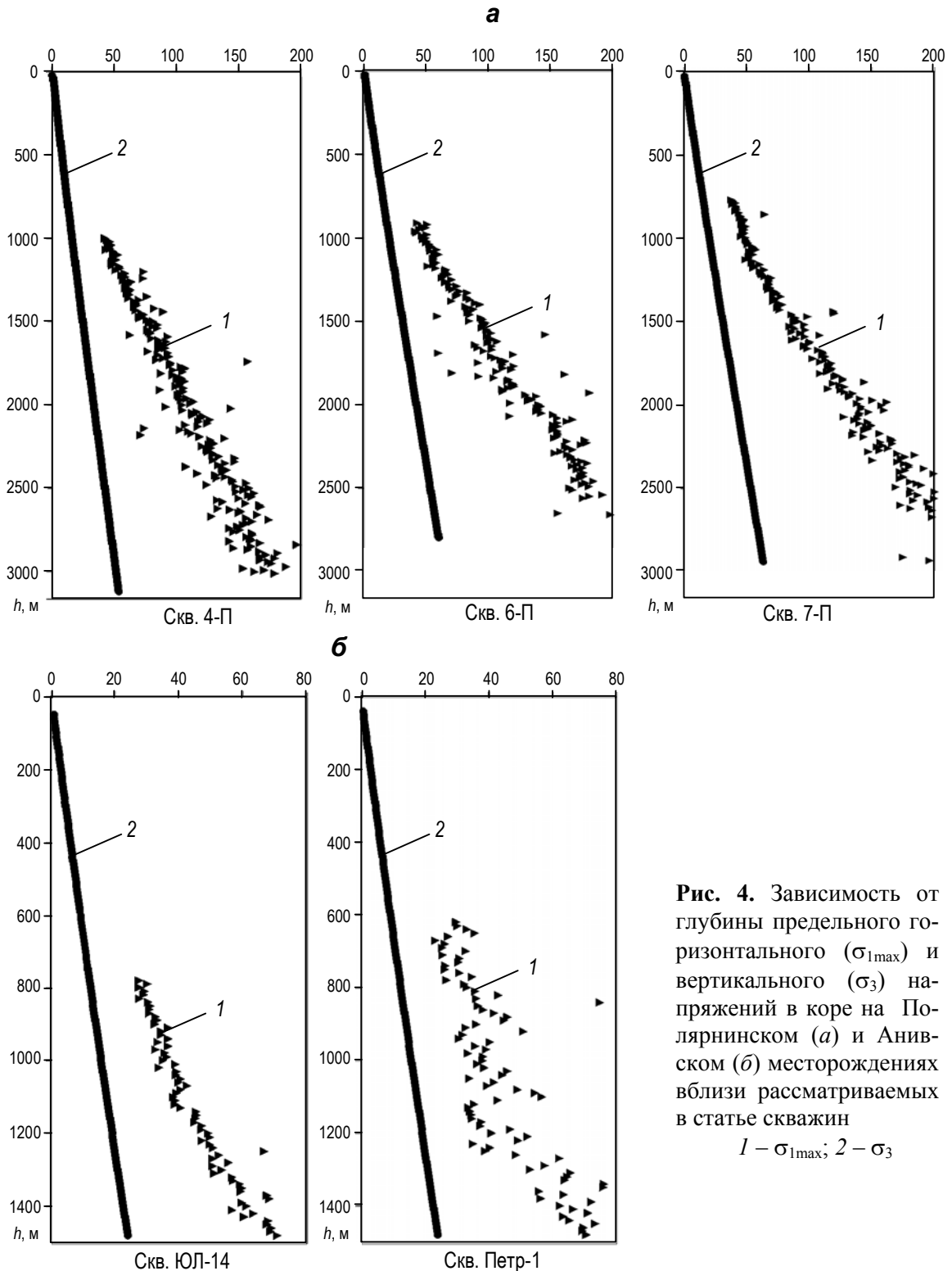
Для оценок предельного напряжения  $\sigma_{1\max}$  величину  $|\tau_n|$  можно приравнять к максимальному касательному напряжению  $\tau$  из выражения (1). Тогда, подставив (9) в (1) и выполнив преобразования, учитывающие взаимосвязь между коэффициентом внутреннего трения  $f$  и наклоном плоскости наиболее легкого разрушения в случае пологих надвигов (взбросов)  $\text{tg}2\beta = 1/f$ , получаем

$$\sigma_{1\max} = \sigma_3 \frac{(1 + f^2)^{1/2} + f}{(1 + f^2)^{1/2} - f} + \frac{2C_0}{(1 + f^2)^{1/2} - f}, \quad (10)$$

где для краткости использован коэффициент внутреннего трения  $f$ , хотя выше приводились данные для угла внутреннего трения  $\varphi$ .

Чтобы получить зависимость предельного горизонтального напряжения  $\sigma_1$  от глубины  $h$ , в формулу (10) подставлялись значения вертикального (литостатического) давления  $\sigma_3(h)$ , полученные в нашей предшествующей работе [Каменев, Валетов, 2011]. Также использовались результаты вычисления по соотношениям (2)–(6) осредненных

значений угла внутреннего трения  $\varphi(h)$  и сцепления  $C_0(h)$  на разных глубинах. График полученной зависимости предельного горизонтального напряжения представлен на рис. 4 вместе с графиком вертикального (литостатического) давления.



**Рис. 4.** Зависимость от глубины предельного горизонтального ( $\sigma_{1\max}$ ) и вертикального ( $\sigma_3$ ) напряжений в коре на Полярнинском (а) и Анивском (б) месторождениях вблизи рассматриваемых в статье скважин

1 –  $\sigma_{1\max}$ ; 2 –  $\sigma_3$

Приводимые на рис. 4 графики позволяют заключить, что на Полярнинском месторождении в интервале глубин 1000–2800 м предельное горизонтальное напряжение

превышает вертикальное примерно в 1.5 раза, что соответствует региональному характеру напряжений. Согласно представленному графику, на глубинах около 3000 м отмечаются большие значения отношений напряжений. Происходит значительный рост предельных горизонтальных напряжений до уровня, в 3.5–4 раза превышающего значения вертикальных напряжений. Подобная картина наблюдается и на Анивском месторождении – значения горизонтальных напряжений превышают вертикальные в среднем в 2–3 раза в том же интервале глубин, что и на Полярнинском месторождении.

Следует отметить, что в интервале глубин 1200–1400 м предельное горизонтальное напряжение на Полярнинском месторождении несколько выше, чем на Анивском. Это может быть связано с различным флюидогазонасыщением пород на этих глубинах – на Анивском месторождении названному интервалу соответствует продуктивный горизонт, а на Полярнинском – это интервал покрышки.

К сожалению, исследования напряженно-деформированного состояния с применением инструментальных методов на о. Сахалин не проводились. Ближайшее месторождение, где такие измерения были выполнены, – это Николаевское месторождение полиметаллических руд в Восточном Приамурье, расположенное в нескольких сотнях километров от Полярнинского [Барышников, Курленя, Леонтьев, 1982]. Район месторождения характеризуется повышенной сейсмической активностью и высоким градиентом скорости новейших вертикальных движений. Здесь было установлено превышение горизонтальных напряжений над вертикальными; причем имела место анизотропия горизонтальных напряжений. Максимальные сжимающие напряжения на глубине до 850 м ориентированы по азимуту 340° и не превышают 40 МПа. Таким образом, полученные нами результаты в целом совпадают с региональным полем напряжений.

### Обсуждение результатов

Целый ряд проектов глубокого и сверхглубокого бурения, проведенных в геодинамических условиях, схожих с о. Сахалин, свидетельствует о реализации напряженного состояния с преобладанием горизонтального напряжения (режимы взброса и сдвига), которое сохраняется с ростом глубины [Brudy, Zoback, Fuchs, 1997; Zoback, Healy, 1992; Hickman, Zoback, Healy, 1988]. Для коры о. Сахалин, находящегося в области интенсивных межплитных взаимодействий, существенное превышение горизонтальных напряжений над вертикальными вполне естественно. Для понимания, каким образом этот хорошо известный факт согласуется с проведенными в данной работе оценками предельных напряжений, важно следующее. Гипоцентры большинства землетрясений, произошедших на о. Сахалине, лежат на глубинах 8–10 км [Злобин, 2000; Невельское..., 2009]. Для очаговых подвижек этих землетрясений (так называемых фокальных механизмов) наиболее характерны взбросы; сдвиги и сбросы наблюдаются реже [Zoback, 1992]. В соответствии с теорией фокальных механизмов землетрясений [Теркотт, Шуберт, 1985; Юнга, 1990], уже сам факт преобладания взбросов, особенно с небольшими углами надвига, свидетельствует о соотношении  $\sigma_1 \gg \sigma_3$ .

Горизонтальные напряжения частично передаются из сейсмогенерирующих слоев (гранитоиды, базальты), залегающих на глубинах >5–8 км, в осадочный чехол. Это обстоятельство подтверждается данными о сейсмичности о. Сахалин: глубины гипоцентров ряда событий, произошедших на острове, были менее 8 км; известны также случаи регистрации землетрясений с гипоцентрами на глубине 2.5–5 км [Каталог..., 2011].

Таким образом, горизонтальные напряжения в приповерхностном слое коры о. Сахалин могут быть близки к предельным по критерию (1). Наши оценки предельных напряжений  $\sigma_1$  для глубин 1–3 км также свидетельствуют о их нарастании с глуби-

ной (см. рис. 4, а). Стоит отметить, что для Полярнинского месторождения на глубинах около 2800 м  $\sigma_{1\max}$  составляет  $\sim 180$  МПа, превышая значение табличной (типовой) прочности залегающих на этих глубинах терригенных пород (песчаников, алевролитов и аргиллитов). Если попытаться распространить эти полученные *in situ* оценки на ближайшие разломные зоны, то с такими напряжениями можно связывать случаи мелкофокусных землетрясений с гипоцентрами на глубине 2.5–3 км.

### Заключение

На примере Полярнинского нефтяного и Анивского газового месторождений о. Сахалин продемонстрирована возможность применения методики оценки геомеханических параметров массива горных пород с использованием данных комплексного каротажа.

Получена детальная информация о коэффициенте внутреннего трения и сцеплении терригенных осадочных пород в приповерхностном слое земной коры о. Сахалин, из которой следует, что предельные горизонтальные (тектонические) напряжения увеличиваются с глубиной.

Показано, что как на севере, так и на юге о. Сахалин максимальное субширотное сжатие может превышать вертикальное напряжение в среднем в 1.5–3 раза.

Полученные оценки представляют интерес как для решения вопросов новейшей геодинамики, так и чисто прикладных задач при бурении скважин (проведения в них перфорации, гидроразрыва). Одной из таких задач является расчет плотности бурового раствора (так называемого окна стабильности), при котором учитываются значения коэффициента внутреннего трения и сцепления.

Результаты обработки данных каротажа вместе с другими геолого-геофизическими данными создают своеобразный инновационный задел для создания геомеханических моделей, используемых при бурении и эксплуатации скважин на месторождениях нефти и газа на о. Сахалин.

Настоящее исследование проведено при частичной поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (гранты №№ 14-05-00499, 15-05-06857\_а).

### Литература

- Активная сейсмология с мощными вибрационными источниками / Отв. ред. Г.М. Цибульчик. Новосибирск: ИВМиМГ СО РАН, Филиал изд-ва СО РАН “Гео”, 2004. 387 с.
- Али А.Х., Марти Ш., Еса Р., Рамамурти Р., Браун Т., Стуффер Т. Передовой метод гидравлического разрыва пласта с использованием геомеханического моделирования и механики пород – технически интегрированный подход // Нефтегазовое обозрение. Осень 2002. С.75–83.
- Барышников В.Д., Курленя М.В., Леонтьев А.В. О напряженно-деформированном состоянии Николаевского месторождения // ФТПРПИ. 1982. № 2. С.3–12.
- Геология СССР. Том XXXIII. Остров Сахалин. Геологическое описание. М.: Недра, 1970. 432 с.
- Злобин Т.К. Природные катастрофы в литосфере Сахалино-Курильского региона и меры безопасности. Южно-Сахалинск: Изд-во СахГУ, 2000. 132 с.
- Исаев В.И. Интерпретация данных гравиметрии и геотермии при прогнозировании и поисках нефти и газа. Томск: Изд-во ТПУ, 2010. 172 с.
- Каменев П.А., Валетов С.А. Оценка пластовых давлений по данным электрического каротажа на примере Полярнинского месторождения о. Сахалин // НТВ Каротажник. Тверь: Изд-во АИС, 2011. Вып. 207. С.17–28.

- Каменев П.А. Оценка плотностей осадочных пород по данным акустического каротажа с использованием эмпирических соотношений на примере Сахалина // Вестник Камчатской региональной ассоциации “Учебно-научный центр”. Науки о Земле. 2014. № 1. Вып. 23. С.69–78.
- Каталог землетрясений юга Сахалина за период с 2000 по 2010 г. (по данным автономных цифровых сейсмических станций) / Отв. ред. Б.В. Левин. Владивосток: Дальнаука, 2011. 357 с.
- Козырев А.А., Савченко С.Н. Закономерности распределения тектонических напряжений в верхней части земной коры // Физика Земли. 2009. № 11. С.34–43.
- Кропоткин П.Н., Ефремов В.Н., Макеев В.М. Напряженное состояние земной коры и геодинамика // Геотектоника. 1987. № 1. С.3–24.
- Леонтьев А.В. Анализ естественных напряжений по результатам измерений в рудниках на территории северной Евразии // ФТПРПИ. 2001. № 1. С.31–40.
- Невельское землетрясение и цунами 2 августа 2007 г., о. Сахалин / Под ред. Б.В. Левина, И.Н. Тихонова. М.: Янус-К, 2009. 204 с.
- Поплавская Л.Н., Рудик М.И., Нагорных Т.В., Сафонов Д.А. Каталог механизмов очагов сильных ( $M \geq 6.0$ ) землетрясений Курило-Охотского региона 1964–2009 гг. Владивосток: Дальнаука, 2011. 131 с.
- Ребецкий Ю.Л. Механизм генерации тектонических напряжений в областях больших вертикальных движений // Физическая мезомеханика. 2008. Т. 1, № 11. С.66–73.
- Сапрыгин С.М. Тектоническая флюидодинамика. Южно-Сахалинск: Сахалинское книжное изд-во, 1997. 80 с.
- Скорикова М.Ф. Физические свойства горных пород Южного Сахалина // Разведочная геофизика. 1965. № 7. С.30–39.
- Справочник по литологии / Под ред. Н.Б. Вассоевича и др. М.: Наука, 1983. 509 с.
- Стеблов Г.М., Василенко Н.Ф., Прытков А.С., Фролов Д.И., Грекова Т.А. Динамика Курило-Камчатской зоны субдукции по данным GPS // Физика Земли. 2010. № 5. С.77–82.
- Теркотт Д., Шуберт Дж. Геодинамика: геологические приложения физики сплошных сред. Часть 2. М.: Мир, 1985. 360 с.
- Тихомиров В.М. Плотность горных пород и геологическое картирование в условиях Сахалина. М.: Наука, 1970. 111 с.
- Тютрин И.И., Дуничев В.М. Тектоника и нефтегазоносность северо-западной части Тихоокеанского пояса. М.: Недра, 1985. 174 с.
- Юнга С.Л. Методы и результаты изучения сеймотектонических деформаций. М.: Наука, 1990. 191 с.
- Bell L.N. Pressures and fracture gradient. New York: Scientific Publishing Company, 1969. 319 p.
- Brudy M., Zoback M.D., Fuchs K. Estimation of the complete stress tensor to 8 km depth in the KTB scientific drill holes: Implication for crustal strength granites // J. Geophys. Res. 1997. V. 102. P.18453–18475.
- Hickman S., Zoback M.D., Healy J.H. Continuation of a deep borehole stress measurement profile near the San Andreas fault. Hydraulic fracturing stress measurements at Hi Vista, Mojave Desert, California // J. Geophys. Res. 1988. V. 93. P.15183–15195.
- Horsrud P. Estimating mechanical properties of shale from empirical correlations // SPE Drilling & Completion. SPE 56017. June 2001. P.68–73.
- Knowledge Systems Inc. 2001. DEA 119 joint industry project. Final report. 47 p.
- Lal M. Shale stability: Drilling fluid interaction and shale strength // SPE 54356 presented at the 1999 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Caracas, Venezuela. 21–23 April 1999. 8 p.
- Swanson R.G. Sample examination manual // AAPG Methods in Exploration Series. 1981. 35 p.
- Wei D., Seno T. Determination of the Amurian plate motion, in mantle dynamics and plate interactions in East Asia // Geodyn. Ser. AGU, Washington. 1998. V. 27. P.419.
- Wentworth C.K. A scale of grade and class terms for clastic sediments // J. Geology. 1922. V. 30. P.377–392.

Zoback M.D. First and second order patterns of stress in the lithosphere: The World Stress Map Project // *J. Geophys. Res.* 1992. V. 97. P.11703–11728.

Zoback M.D., Healy J. In situ stress measurements to 3.5 km depth in the Cajon Pass scientific research borehole implications for the mechanics of crustal faulting // *J. Geophys. Res.* 1992. V. 97. P.5039–5057.

*Сведения об авторах*

**КАМЕНЕВ Павел Александрович** – кандидат технических наук, научный сотрудник, Институт морской геологии и геофизики ДВО РАН. 693022 г. Южно-Сахалинск, ул. Науки, д. 16. Тел.: +7(962) 108-50-41. E-mail: kamrav@mail.ru

**БОГОМОЛОВ Леонид Михайлович** – доктор физико-математических наук, директор, Институт морской геологии и геофизики ДВО РАН. 693022 г. Южно-Сахалинск, ул. Науки, д. 16. Тел.: +7(924) 191-73-93. E-mail: bogomolov@imgg.ru

## DEPTH DISTRIBUTION OF INTERNAL FRICTION COEFFICIENT AND COHESION IN SEDIMENTARY ROCKS OF SAKHALIN ISLAND

P.A. Kamenev, L.M. Bogomolov

*Institute of Marine Geology and Geophysics, FEB RAS, Yuzhno-Sakhalinsk, Russia*

**Abstract.** The paper is devoted to evaluation of geomechanical parameters of sedimentary rocks on the basis of empirical expressions found for different kinds of deep borehole logging.

Using the data of acoustic logging for Polyarninskoe oil and Aniva gas fields we estimated cohesion and internal friction coefficient. The maximum possible value of horizontal tectonic stresses is determined.

The results are applicable to *in situ* evaluation of stress-strain state of rocks around oil and gas deposits and to construction of their geomechanical models.

**Keywords:** geomechanics, geomechanical parameters, stress, cohesion, internal friction coefficient.

### References

- Aktivnaya seismologiya s moshchnymi vibratsionnymi istochnikami* (Active seismology with powerful vibration sources, ed. G.M. Tsibulchik, Novosibirsk: IVMiMG SO RAS “Geo”, 2004.
- Ali A.H., Marty S., Essa R., Ramamurti R., Braun T., and Stuffer T. Advanced method of layer hydraulic fracture with using geomechanical modelling and rock mechanics – technically integrated approach. *Neftegazovoe obozrenie* (Oilfield review), Autumn 2002, pp. 75-83.
- Baryshnikov V.D., Kurlenya M.V., Leontev A.V., Pirlya K.V., and Popov S.N. Stress-strain state of the Nikolaev Deposit, *Soviet Mining*. 1982, vol. 18, no. 2, pp. 89-96.
- Bell L.N. *Pressures and fracture gradient*. New York: Scientific Publishing Company, 1969.
- Brudy M., Zoback M.D., and Fuchs K. Estimation of the complete stress tensor to 8 km depth in the KTB scientific drill holes: Implication for crustal strength granites, *J. Geophys. Res.*, 1997, vol. 102, pp. 18453-18475.
- Geologiya SSSR* (USSR Geology), vol. 33, Sakhalin Island. Geological description, Moscow: Nedra, 1970.
- Hickman S., Zoback M. D., and Healy J.H. Continuation of a deep borehole stress measurement profile near the San Andreas fault. Hydraulic fracturing stress measurements at Hi Vista, Mojave Desert, California, *J. Geophys. Res.*, 1988, vol. 93, pp. 15183-15195.
- Horsrud P. Estimating mechanical properties of shale from empirical correlations, *SPE Drilling & Completion*, SPE 56017, June 2001, pp. 68-73.

- Isaev V.I. *Interpretatsiya dannykh gravimetrii i geotermii po dannym elektricheskogo karotazha na primere Polyarninskogo mestorozhdeniya o.Sakhalin* (Interpretation of gravimetric and geothermic data using electrical logging on the example of Polyarninskoe field, Sakhalin Island) Tomsk: TPU, 2010.
- Kamenev P.A. and Valetov S.A. Formation pressure evaluation from electric logs on the example of Polyarninskoe field, Sakhalin, *NTV Karotazhnik*, Tver': AIS, 2011, no. 207, pp. 17-28.
- Kamenev P.A. Estimation of sedimentary rocks density using the acoustic logging data and empiric equation: a case study for Sakhalin island. *Vestnik Kamchatskoi regional'noi assotsiatsii "Uchebno-nauchnyi tsentr"*. *Nauki o Zemle* (Bulletin of Kamchatka Regional Association "Educational-Scientific Center". Earth Sciences), 2014, no. 1, pp. 69-78.
- Katalog zemletryaenii yuaga Sakhalina za period s 2000 po 2010 g. (po dannym avtonomnykh tsifrovyykh seismicheskikh stantsii)* (Earthquake catalog of South Sakhalin from 2000 to 2010 (based on autonomous digital seismic stations)), ed. B.V. Levin, Vladivostok: Dalnauka, 2011.
- Knowledge Systems Inc.* 2001. DEA 119 joint industry project. Final report.
- Kozyrev A.A. and Savchenko S.N. Distribution Relations of Tectonical Stresses in the Upper Part of the Earth's Crust, *Izv. Phys. Solid Earth*, 2009, vol. 45, no. 11, pp. 964-972.
- Kropotkin P.N., Efremov V.N., and Makeev V.M. Earth crust stress state and geodynamics. *Geotectonics*, 1987, no. 1, pp. 3-24.
- Lal M. Shale stability: Drilling fluid interaction and shale strength, *SPE 54356 presented at the 1999 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*, Caracas, Venezuela, 21–23 April 1999.
- Leont'ev A.V. Analysis of natural stresses according to the measurement results in mines on the territory of Northern Eurasia, *Journal of Mining Science*, 2001, vol. 37, no 1, pp. 28-37.
- Nevel'skoe zemletryasenie i tsunami 2 avgusta 2007 g. o Sakhalin* (The Nevelsk, August 2, 2007, earthquake and tsunami, Sakhalin Island), ed. Levin B.W., Moscow: Yanus-K, 2009.
- Poplavskaya L.N., Rudik M.I., Nagornyy T.V., and Safonov D.A. *Katalog mekhanizmov ochagov sil'nykh ( $M \geq 6.0$ ) zemletryasenii Kurilo-Okhotskogo regiona 1964-2009* (Catalog of mechanisms of strong earthquakes ( $M \geq 6.0$ ) for the Kuril-Okhotsk region 1964-2009, Vladivostok: Dalnauka, 2011.
- Rebetsky Yu.L. Mechanism of tectonic stress generation in the zones of high vertical movements. *Physical Mesomechanics*. 2008, vol. 1, no. 11, pp. 66-73.
- Saprygin S.M. *Tektonicheskaya fluidodinamika* (Tectonic fluidodynamics), Yuzhno-Sakhalinsk: Sakhalin Book Publishing, 1997.
- Skorikova M.F. South Sakhalin rocks physical properties. *Exploration geophysics*, 1965, no. 7, pp. 30-39. *Spravochnik po litologii* (Lithology handbook), ed. N.B. Vassoevich et al., Moscow: Nauka, 1983.
- Steblov G.M., Vasilenko N.F., Prytkov A.S., Frolov D.I., and Grekova T.A. Dynamics of the Kuril-Kamchatka Subduction Zone from GPS Data. *Izv. Phys. Solid Earth*, 2010, vol. 46, no. 5, pp. 440-445.
- Swanson R.G. Sample examination manual, *AAPG Methods in Exploration Series*, 1981.
- Tikhomirov V.M. *Plotnost' gornykh porod i geologicheskoe kartirovanie v usloviyakh Sakhalina* (Rock density and geological mapping on Sakhalin), Moscow: Nauka, 1970.
- Turcotte D.L. and Schubert G. *Geodinamika* (Geodynamics), vol. 2, Moscow. Nauka, 1985.
- Tytrin I.I. and Dunichev V.M. *Tektonika i neftegazonosnost' severo-zapadnoi chasti Tikhookeanskogo poyasa* (Tectonics and oil-and-gas presence of the northwestern part of the Pacific), Moscow: Nedra, 1985.
- Wei D. and Seno T. Determination of the Amurian plate motion, in mantle dynamics and plate interactions in East Asia, *Geodyn. Ser. AGU*: Washington, 1998, vol. 27, pp. 419.
- Wentworth C.K. A scale of grade and class terms for clastic sediments, *J. Geology*, 1922, vol. 30, pp. 377-392.
- Yunga S.L. *Metody i rezul'taty izycheniya seismotektonicheskikh deformatsii* (Seismotectonic Deformations: Methods and Results of Study), Moscow: Nauka, 1990.
- Zlobin T.K. *Prirodnye katastrofy v litosfere Sakhalino-Kuril'skogo regiona i mery bezopasnosti* (Natural hazards in lithosphere of Sakhalin-Kuril region and safety precautions), Yuzhno-Sakhalinsk: SakhGU, 2000.
- Zoback M.L. First and second order patterns of stress in the lithosphere: The World Stress Map Project, *J. Geophys. Res.*, 1992, vol. 97, pp. 11703-11728.
- Zoback M.D., Healy J. In situ stress measurements to 3,5 km depth in the Cajon Pass scientific research borehole implications for the mechanics of crustal faulting, *J. Geophys. Res.*, 1992, vol. 97, pp. 5039-5057.