

УДК 550.834

## ИЗУЧЕНИЕ ЭФФЕКТА ЗАСОЛОНЕНИЯ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА ТЕРРИГЕННОГО КОЛЛЕКТОРА ПО СЕЙСМИЧЕСКИМ ДАННЫМ

Шубин А.В., Рыжков В.И.

**Аннотация.** В статье представлена методология комплексной интерпретации сейсмических данных, включающая анализ керн и шлифов, петрофизические исследования, подбор петроупругой модели (Rock physics modeling) с целью изучения проблемы засоления терригенных пластов Восточной Сибири. Рассмотрена одна из возможных причин засоления песчаных пластов, исследовано влияние эффекта засоления на упругие свойства песчаников и разработана модель засоленного песчаника. По сейсмическим данным 3D проведен прогноз зон засоления песчаных коллекторов: выполнена синхронная инверсия сейсмических данных и вероятностная классификация. Введен параметр засоления. Предложенный подход позволил построить карту засоления песчаного пласта, которую рекомендуется использовать при планировании заложения новых скважин и проектировании системы поддержания пластового давления.

**Ключевые слова.** Прогноз коллекторских свойств, засоление, петроупругое моделирование, синхронная инверсия, Восточная Сибирь.

**Abstract.** In this paper we have presented an integrated approach for seismic reservoir characterization, including core and petrophysical analysis, rock physics modeling with the purpose of studying sandstone salinization in Eastern Siberia. One of the possible causes of sandstone salinization is examined and rock physics model of sandstone with pore-filling salt is proposed. Parameter of salinization is introduced. We predicted salinization zones in one oilfield in the Eastern Siberia using simultaneous inversion and probability classification.

**Key words.** Reservoir characterization, salinization, rock physics, simultaneous inversion, Eastern Siberia.

Введение. Объектом исследования является одно из наиболее крупных по запасам углеводородов месторождений Восточной Сибири. Однако, сложное геологическое строение месторождения, многочисленные разломы, высокая минерализация пластовых вод и засоление коллекторов при низких пластовых температурах и давлении затрудняет разработку продуктивных горизонтов. Целевой пласт сложен гравелитистыми полимиктовыми песчаниками кварцевого состава. В отложениях пласта наблюдаются многочисленные вторичные преобразования пород и заполнение порового пространства коллекторов кристаллизованным галитом, резко ухудшающим фильтрационно-емкостные свойства. Присутствие галита в поровом пространстве – одна из главных причин неоднородности коллекторских свойств пласта, поскольку его вымывание из образцов керн приводит к повышению пористости в 2 – 2.5 раза и увеличению проницаемости в сотни раз. Засоление коллекторов является важным фактором, который необходимо учитывать не только при заложении новых скважин, но и при выборе системы вытеснения нефти с поддержанием пластового давления.

Данные по отмывкам пустотного пространства образцов пород перспективных горизонтов от соли приведены на Рис. 1, они наглядно показывают масштаб процесса засоления.

Широко применяемый способ заводнения пластов может привести к растворению кристаллического галита в поровом пространстве и резкому увеличению эффективной пористости и проницае-

мости коллекторов, а также изменению вязкости пластовой воды, что необходимо учитывать при составлении технологической схемы разработки месторождения.

Рассмотрим одну из вероятных причин засоления терригенных коллекторов [2,3]. Известно, что подсолевые отложения не содержат первичных солей, которые могли бы служить поставщиком галита в рассолы. Факторами вторичного галитообразования могли быть давление и температура, возникшие при внедрении трапповых интрузий и послужившие причиной конвективного массопереноса галита подземными рассолами из соленосных отложений.

Активное тепловое воздействие трапповых тел на вмещающие породы подтверждено в настоящее время определениями максимальных палеотемпе-

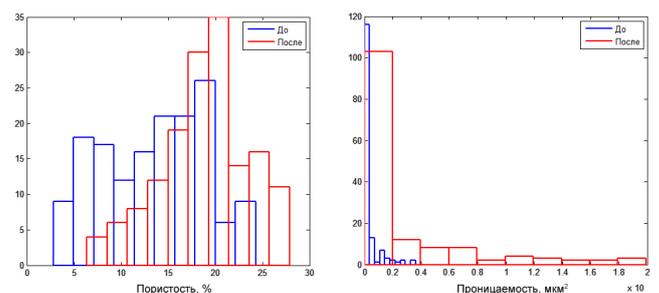


Рис. 1.

Гистограммы пористости и проницаемости до и после отмывки керн от соли

ратур и теоретическими расчетами [5, 1]. Поэтому есть все основания предполагать, что вокруг траппа формируется контрастное геотемпературное поле, влияющее на возникновение вблизи его окраин конвективных перетоков подземных рассолов между проницаемыми горизонтами подсолевых и соленосных отложений. Смешиваясь с более холодным раствором реликтовой пластовой воды хлоркальциевого типа пород целевого горизонта, хлорид натрия, как менее растворимый компонент бинарного раствора, выпадал в кристаллический осадок в поровом пространстве, запечатывая поры.

Исходя из предложенной гипотезы влияния геофлюидодинамических процессов на формирование заполнения порового пространства пород следует, что кристаллическая соль может присутствовать только в порах породы, но никак не может участвовать в формировании скелета породы. Следовательно, коэффициент засолонения пород ( $K_{sat}$ ), следует рассматривать как долю объема порового пространства, занятую кристаллической солью:

$$\varphi_{eff} = \varphi_{total}(1 - K_{sat}) \quad (1)$$

где  $\varphi_{eff}$  – эффективная пористость, поровое пространство занятое только подвижным флюидом;  $\varphi_{total}$  – общая пористость, поровое пространство заполненное флюидом и солью.

Для подтверждения имеющихся данных нами был проведен опыт по выявлению морфологических особенностей кристаллизации галита в пористой среде и особенностей его осадки. Опыт проводился на насыпном образце красноцветного разнотерного песка нижнего венда. В результате проведенных исследований было установлено сходство между выкристаллизовавшимся галитом (Рис. 2) и кристаллами, заполняющими остаточное поровое пространство.

Полагая, что кристаллический галит находится в поровом пространстве песчаника, можно применить обобщенную теорию Гассмана для прогноза скоростей продольных и поперечных волн в засоленных песчаниках. Для изотропной среды в работе [9] были получены следующие уравнения:

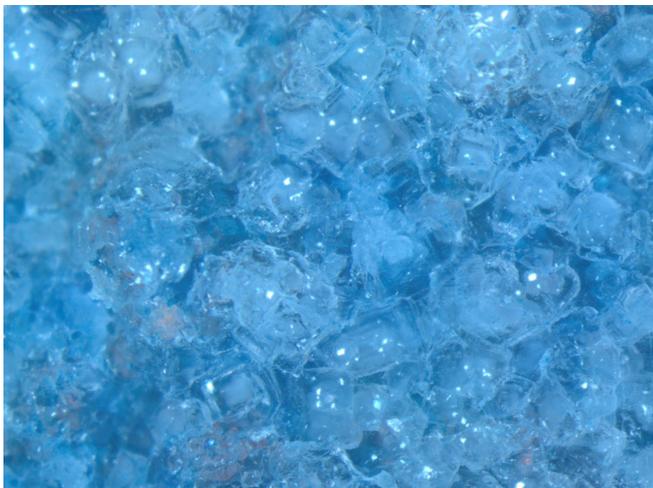


Рис. 2.

Кубически структурированные кристаллы галита, сформировавшиеся в пористой среде после выкристаллизации насыщенного раствора. Фото сделано под стереоскопом

$$K_{sat}^{-1} = K_{dry}^{-1} - \frac{(K_{dry}^{-1} - K_m^{-1})^2}{\varphi(K_{if}^{-1} - K_\varphi^{-1}) + (K_{dry}^{-1} - K_m^{-1})}, \quad (2)$$

$$\mu_{sat}^{-1} = \mu_{dry}^{-1} - \frac{(\mu_{dry}^{-1} - \mu_m^{-1})^2}{\varphi(\mu_{if}^{-1} - \mu_\varphi^{-1}) + (\mu_{dry}^{-1} - \mu_m^{-1})}, \quad (3)$$

где  $K_{sat}$ ,  $\mu_{sat}$  – объемный и сдвиговый модуль флюидонасыщенной породы,  $K_m$ ,  $\mu_m$  – объемный и сдвиговый модуль материала матрицы (скелета),  $K_{dry}$ ,  $\mu_{dry}$  – объемный и сдвиговый модуль сухой породы,  $K_{if}$ ,  $\mu_{if}$  – объемный и сдвиговый модуль порозаполнителя.

В отличие от классического уравнения Гассмана сдвиговый модуль флюидонасыщенной породы теперь не равен сдвиговому модулю сухой породы.

Для построения петроупругой модели засоленного песчаника необходимо определить упругие модули зерен песчаника, сухой породы и порозаполнителя (водосоляной смеси).

### Теоретические исследования

Объектом исследования является пласт, который сложен кварцевыми сцементированными песчаниками вендского возраста. Зерна неокатанные, плохо отсортированные (Рис. 3). Цемент вторичный, поровый и базально-поровый, регенерационный.

На графиках (Рис. 4) показано влияние засолонения и глинизации на песчаники в координатах скорость продольных волн – общая пористость. Отметим сильное рассеивание точек, единого тренда нет. Глинизация уменьшает скорость в песчаниках, засолонение ее увеличивает. Далее остановимся на свойствах чистого песчаника.

Для определения упругих модулей чистого сухого песчаника ( $K_{dry}$ ,  $\mu_{dry}$ ) можно применить следующие методы:

- обращение уравнения Гассмана [17],
- эмпирические уравнения, связанные с коэффициентом Био [12],
- эффективные модели сред [15].

В данном исследовании мы использовали одну из моделей эффективных сред – гранулярную модель контактов для сцементированного песчаника [6].

На первом этапе, согласно теории Герца-Миндлина [15,6], были определены упругие модули кварцевого песчаника при критической пористости 40% и эффективном давлении 15 МПа. Упругие модули зерен ( $K_m$ ,  $\mu_m$ ) были рассчитаны по закону смешивания Войгт-Реусс-Хилл для смеси 80% кварца и 20% глины. Упругие свойства минералов и флюидов, используемых в работе, представлены в таблице 1.

Таблица 1

### Упругие константы минералов и флюидов

	$K$ , ГПа	$\mu$ , ГПа	$\rho$ , г/см <sup>3</sup>	$V_p$ , м/с	$V_s$ , м/с
Кварц	37	44	2.65	6.05	4.09
Глина	21	7	2.55	3.41	1.64
Галит	24.8	14.9	2.16	4.55	2.63
Вода	2.5	0	1.2	1.44	-

На втором этапе была проведена интерполяция упругих модулей от значения при критической пористости до значения зерен скелета согласно модифицированной верхней границе Хашина-Штрикмана

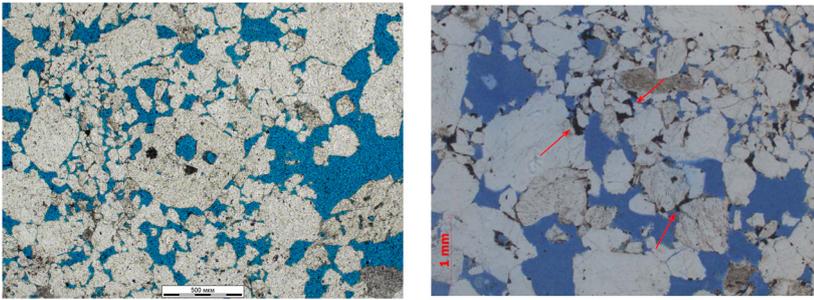


Рис. 3.

Шлифы, стрелками показан цемент. Синим цветом – поровое пространство

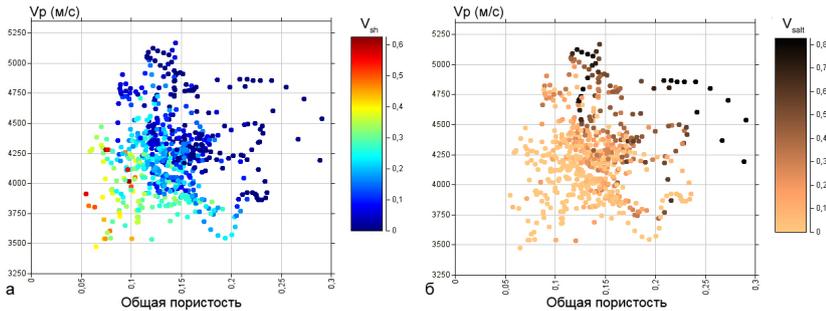


Рис. 4.

График скорость продольных волн – общая пористость по данным ГИС. Цветом показана глинистость (а), засоление (б).

(MUHS). Верхняя граница является хорошей аппроксимацией для сцементированного высокоскоростного песчаника [16]. Модель сухого песчаника показана на графике (Рис. 5) скорость продольных волн – пористость (черная линия). Для верификации полученной модели мы провели замещение воды согласно уравнению Гассмана, и сопоставили модель водонасыщенного песчаника (красная линия) с данным ГИС (синие точки).

Несколькими авторами [13, 11, 15] было установлено, что теория Герца-Миндлина завышает значения скоростей поперечных волн для песчаников, находящихся под небольшим эффективным давлением (до 20 МПа). Makse et. al провели динамические исследования и заключили, что ошибки возникают из-за предположения однородной деформации, которое используется в данном классе моделей [14]. Они установили, что данное приближение допустимо при оценке объемного модуля, но вносит серьезную ошибку при расчете сдвигового модуля. Позже некоторые исследователи предложили модификации теории Герца-Миндлина, которые улучшают прогноз [8, 20]. В этой работе мы применили калибровку сдвигового модуля к измеренным значениям. На Рис. 6 показана модель до (черная) и после калибровки (синяя) в координатах скорость поперечных волн – пористость. Теперь данные хорошо соответствуют модели, а значит рассчитанные модули  $K_{dry}$ ,  $\mu_{dry}$  могут использоваться в работе.

**Упругие свойства водосоляной смеси**

Свойства водосоляной смеси зависят не только от упругих свойств компонент (табл. 1), но и от характера заполнения солью порового пространства, который связан со степенью смачиваемости горных

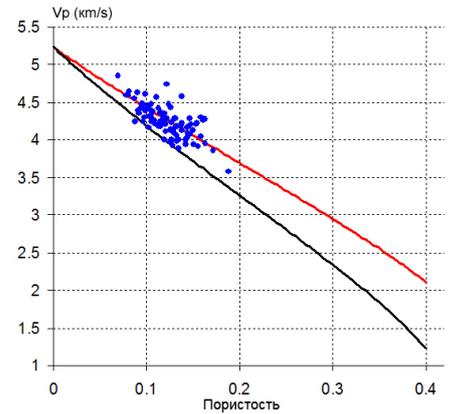


Рис. 5.

Модель сухого песчаника (черная линия), модель водонасыщенного песчаника (красная линия) в координатах скорость продольных волн – пористость. Точки – данные ГИС для чистого водонасыщенного песчаника

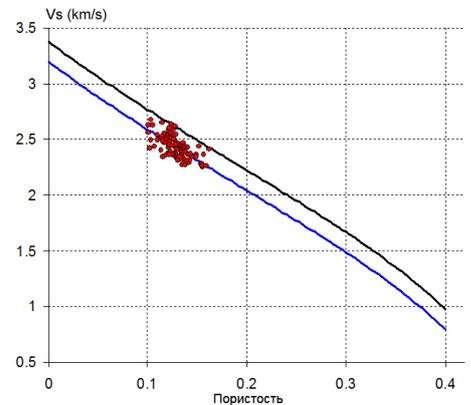


Рис. 6.

Модель сухого песчаника до (черная) и после калибровки (синяя) в координатах скорость поперечных волн – пористость. Красные точки данные ГИС.

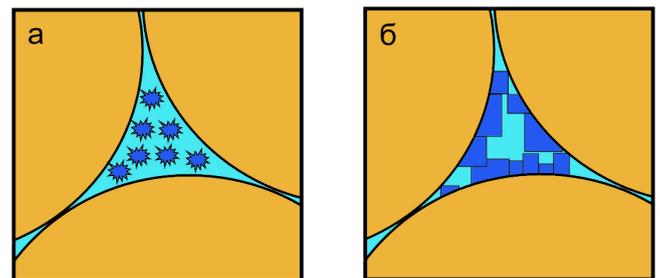


Рис. 7.

Характер заполнения пор солью в случае гидрофильных (а) и гидрофобных (б) пород

пород. Рассмотрим три типа пород: гидрофильные, гидрофобные и смешанного типа.

Для гидрофильных коллекторов предельная величина коэффициента засоления ограничивается остаточной водонасыщенностью пород  $(1 - K_{во})$ , исходя из предположения, что активная, несущая электрический заряд поверхность гидрофильного коллектора всегда будет занята водой, препятствующей формированию зародышей кристаллов галита на поверхности пор. В этом случае в поровом пространстве формируются кристаллы или комочки соли, плавающие в поровом флюиде (Рис. 7 а).

Реальные коллекторы нефти и газа в пластовых условиях нередко бывают гидрофобными. Это значит, что часть поверхности пор водой не смачивается; в пределах этих «островов» отсутствует пленка воды и кристаллы соли формируются на поверхности поровых каналов и могут полностью запечатывать поровое пространство, поэтому коэффициент засоления таких пород в пределе может изменяться от 0 до 1 (Рис. 7 б).

При смешанном типе смачиваемости пород предполагается смешанная модель засоления порового пространства двух предыдущих типов.

Причины частичной или полной гидрофобности поверхности могут быть различными: специфические свойства вещества твердой фазы, состав и физические свойства пластовой воды, нефти и газа. Преимущественно гидрофильны глины и агрегаты глинистых минералов в породах – коллекторах (глинистый цемент). Зерна кварца и полевых шпатов в песчаниках и алевролитах имеют различную избирательную смачиваемость в зависимости от свойств пластовых флюидов. Химический анализ глубинных проб воды из целевого пласта показывает высокую минерализацию (300 – 400 г/дм<sup>3</sup>) пластовой воды, тип воды – хлоридная магниевая, кальциевая. В таких условиях вероятность прорыва водной пленки и гидрофобизация коллектора возрастает [4]. Следует ожидать, для

исследуемой площади работ, преобладание коллектора гидрофобного, а также смешанного типов.

Данный вывод подтверждается лабораторными исследованиями смачиваемости, проведенными для 8 скважин в пределах изучаемой площади. Численное значение показателя смачиваемости (М) находится в диапазоне от 0 до 1. Значение 0 соответствует полностью гидрофобной поверхности, 1 – полностью гидрофильной. Метод измерения показателя смачиваемости породы основан на измерении массы образца, насыщенного дистиллированной водой и керосином, до и после центрифугирования в воде и в керосине (метод Амотта). На Рис. 8 показана гистограмма распределения показателя смачиваемости для 63 образцов керна из песчаного пласта.

Качественно степень смачиваемости пород можно установить по значению электрического сопротивления (метод БК). Для гидрофобных коллекторов кажущееся сопротивление будет выше, это объясняется резким увеличением извилистости токовых линий благодаря прерывистости пленки воды и появлению кристаллов галита на поверхности пор, т. к. галит является типичным диэлектриком.

Для оценки упругих модулей водосоляной смеси для гидрофильного коллектора мы использовали границу Реусса в соответствии с которой твердые кристаллы (комочки) соли окружены жидкостью (водой) с низким объемным модулем. На графике (Рис. 9 а) представлены значения объемного модуля смеси в зависимости от объема галита. Сдвиговый модуль такой смеси равен 0.

В случае гидрофобного коллектора кристаллы соли находятся на поверхности зерен, а жидкость заполняет внутреннее пространство, согласно такой геометрии, для оценки упругих модулей водосоляной смеси мы применили границу Войгта (Рис. 9 б).

**Модель засоленного песчаника**

Эффективность обобщенной теории Гассмана была показана при исследовании коллекторов, содержащих тяжелую нефть [19]. Ciz et. al провели верификацию новых уравнений, используя численное моделирование, а также сравнили результаты расчетов с лабораторными измерениями, полученными Нап [10]. Обобщенная теория значительно улучшает прогноз скоростей для песчаников, содержащих тяжелую нефть при температуре менее 60°С, когда нефть становится квазитвердым веществом.

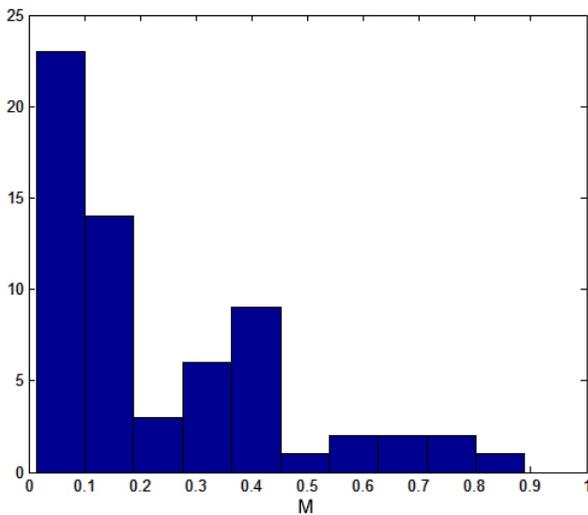


Рис. 8.

Гистограмма показателя смачиваемости (М) для керна из целевого пласта

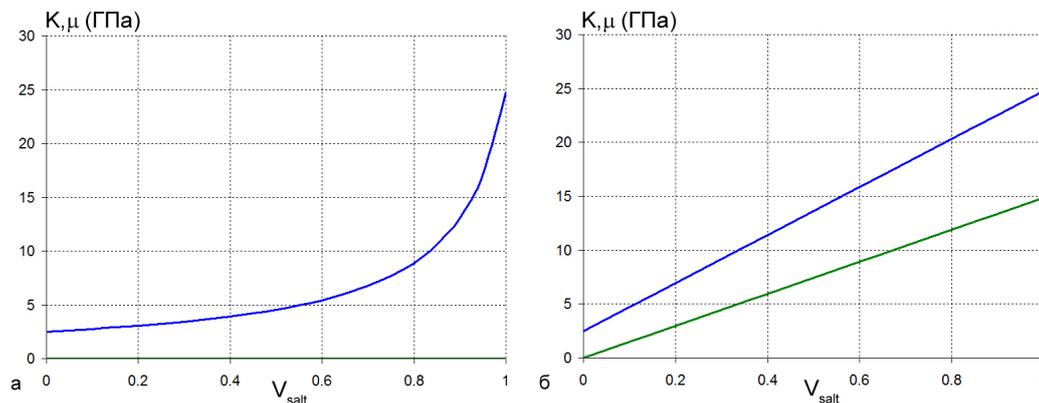
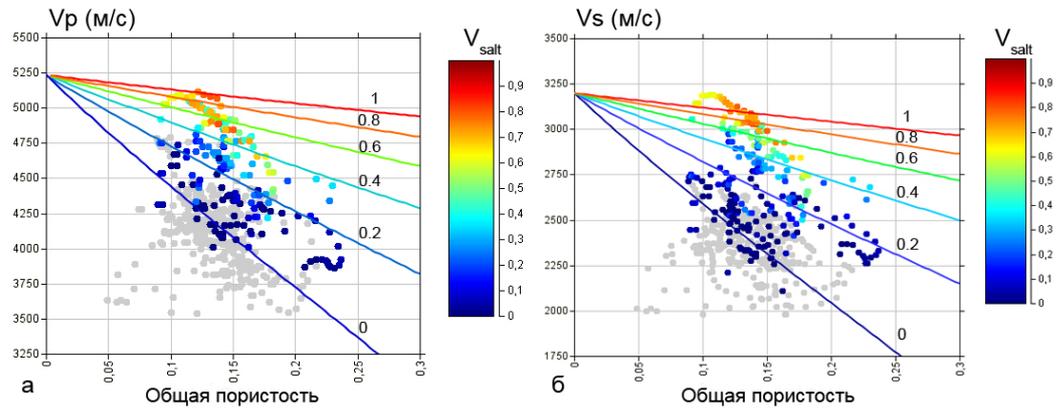


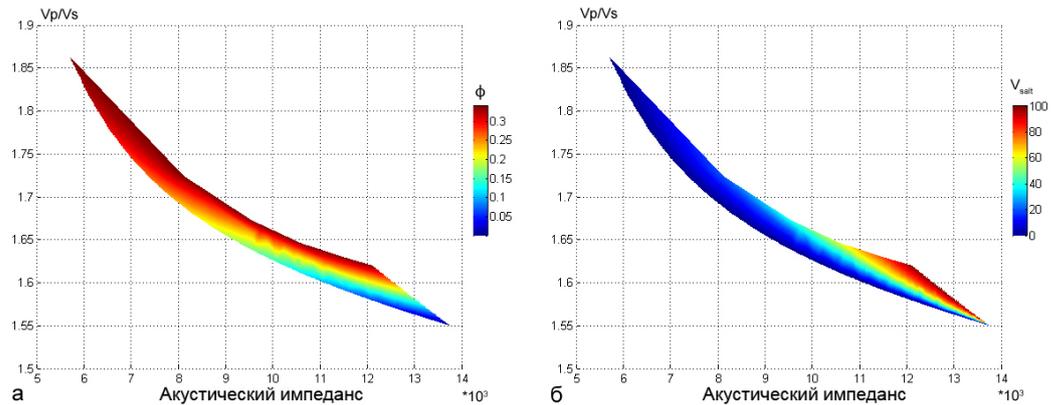
Рис. 9.

Упругие свойства водосоляной смеси для гидрофильного (а) и гидрофобного коллектора (б) в зависимости от объема соли ( $V_{salt}$ ). Объемный модуль – синяя линия, сдвиговый модуль – зеленая.

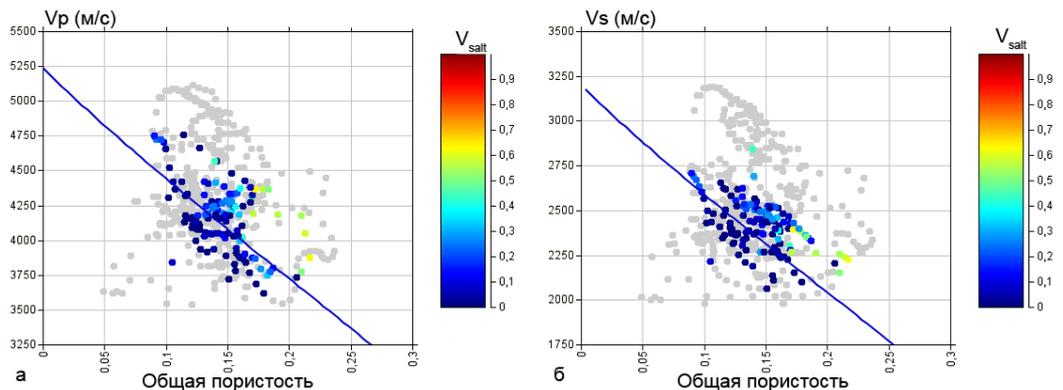
**Рис. 10.**  
Сопоставление реальных данных и моделей засоления гидрофобного коллектора для различного объема соли. Цветные точки — данные ГИС для гидрофобного песчанника. Цветом показан объем соли



**Рис. 11.**  
Модель засоления для гидрофобного коллектора в координатах  $V_p / V_s$  – акустический импеданс. Цветом показана пористость (а), засоление (б).



**Рис. 12.**  
Данные ГИС, соответствующие коллектору со смешанным типом засоления



Для расчета моделей различной степени засоления гидрофобного песчаного коллектора мы применили обобщенное уравнение Гассмана. Для расчета использовались упругие свойства, полученные выше. На Рис. 10 представлены модели засоленного песчанника в координатах скорость продольных волн (а), скорость поперечных волн (б) – пористость. Цветные точки, данные ГИС для нескольких скважин, соответствуют только гидрофобному коллектору, где зафиксировано высокое кажущееся сопротивление ( $\rho_k > 60$  Омм). Цвет точек – объем соли. Расчетные модели хорошо соответствуют экспериментальным данным.

Особое значение для сейсмических исследований имеет график  $V_p / V_s$  – акустический импеданс. Многие авторы указывают важную диагностическую роль данного кроссплота для интерпретации результатов синхронной инверсии. На Рис. 11 модели засоления показаны в координатах  $V_p / V_s$  – акустический импеданс. При постоянной общей пористости, с увеличением объема соли в порах значе-

ния  $V_p / V_s$  уменьшаются, а акустического импеданса возрастают. Влияние засоления на акустический импеданс более значительно по сравнению с  $V_p / V_s$ . Положение области засоления (Рис. 11) указывает на возможность прогноза зон засоления по сейсмическим данным.

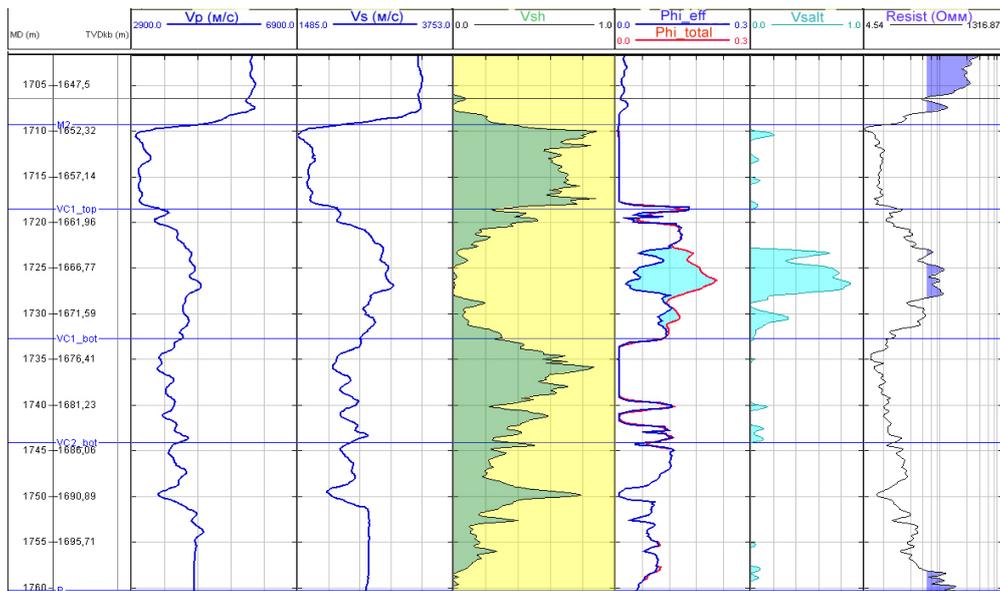
Как показали лабораторные исследования смачиваемости песчанников, гидрофильный тип коллектора отсутствует для анализируемых скважин (Рис. 8), можно лишь отметить наличие переходного типа смачиваемости. На Рис. 12 показаны данные ГИС, которые соответствуют коллектору с промежуточным типом смачиваемости, характеризующиеся низким электрическим сопротивлением ( $\rho_k < 40$  Омм). Цвет точек – объем соли. Засоление данного типа коллектора меньше по объему и оказывает более слабое влияние на скорости. Используя упругие модули (Рис. 9), можно рассчитать модель засоления для гидрофильного типа коллектора, при этом обобщенное уравнение Гассмана сводится к классическому.

**Прогноз зон засоления песчаного пласта по 3D сейсмическим данным**

Для решения поставленной задачи были выбраны эталонные скважины, в которых присутствовал современный акустический (в т.ч. и на поперечных волнах), плотностной каротаж, а также петрофизические данные: глинистость, пористость эффективная и общая, засоление.

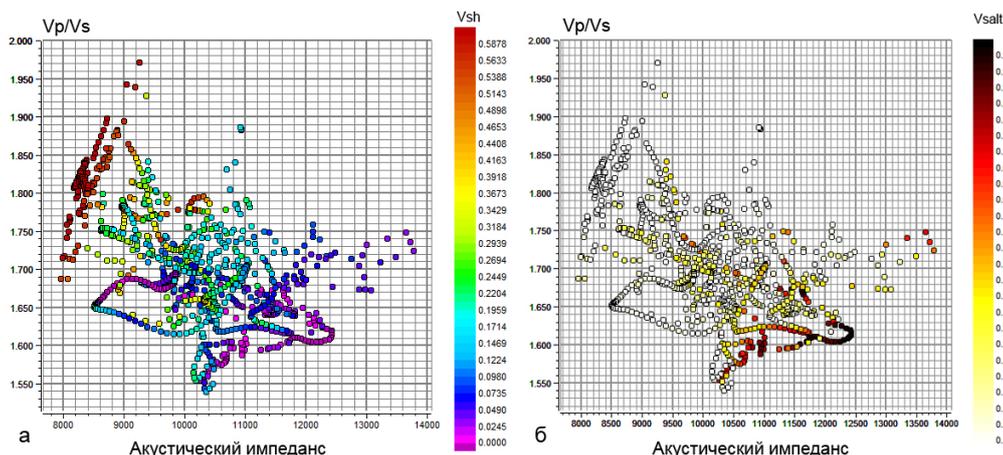
В РГУ нефти и газа им. Губкина разработана методика изучения засоления по данным ГИС. При разработке методики оценки засоления пород учитывалось различное влияние кристаллического галита на акустические, нейтронные и плотностные свойства пород (Рис. 13). Были рассмотрены петрофизические модели этих методов, на основании которых для дальнейших исследований были предложены комплексы, представленные следующими парами методов: плотностной (ГГКп) – нейтронный (НГК), акустический (АК) – нейтронный (НГК). Коэффициент засоления, определенный по данным ГИС хорошо согласуется с керновыми данными [3].

На Рис. 14 изображена зависимость  $V_p/V_s$  – акустический импеданс для целевого пласта. Глинизация приводит к уменьшению акустического импеданса и увеличению  $V_p/V_s$ , что характерно для большинства терригенных пород. На Рис. 14 в тех же координатах показано влияние засоления.



**Рис. 13.**

Пример интерпретации данных ГИС для интервала песчаного пласта: Скорость продольных волн, скорость поперечных волн, глинистость, эффективная пористость (синяя), общая пористость (красная), объем соли, электрическое сопротивление.



**Рис. 14.**

График  $V_p/V_s$  – акустический импеданс. Цветом показаны глинистость (а), засоление (б).

Заполнение пор солью увеличивает акустический импеданс и уменьшает отношение  $V_p/V_s$ . Важно отметить, что эффект значителен только при засолении более 40%. Анализ реальных данных засоления песчаника согласуется с теоретическим моделированием заполнения пор солью, показанным ранее.

Завершим анализ упругих свойств песчаников выделением сейсмофаций (классов), которые будут использоваться для вероятностной классификации. Критерием разделения данных на классы прежде всего является объем соли в порах. Примем для граничного значения засоления объем соли в порах 40%: 1 класс – песчаник засоленный, 2 класс – песчаник.

Полагая, что значения  $V_p$ ,  $V_s$ ,  $\rho$  представляют достоверную выборку для исследуемых классов, проведем 10 000 симуляций методом Монте-Карло каждого параметра для двух классов с сохранением корреляции между  $V_p - V_s$  и  $V_p - \rho$ . Затем рассчитаем расширенные выборки атрибутов:  $AI$ ,  $V_p/V_s$  (рис. 15 а). Данная процедура необходима для того чтобы рассчитать непараметрические функции плотности вероятности (т.е. такие которые нельзя описать известной функцией). Двумерные непараметрические функции плотности вероятности приведены на рис. 15 (б)

Функции плотности вероятности являются представлением наших знаний об исследуемых объектах, используя которые можно осуществить прогноз наиболее вероятных свойств этих объектов, а также оценить ошибки такого прогноза.

По 3D сейсмическим данным была выполнена детерминистическая синхронная инверсия сейсмограмм, с целью восстановления акустического импеданса и отношения скоростей  $V_p/V_s$ . Предварительно сейсмические данные прошли процесс подготовки, заключающийся в 1) повышении отношения сигнал-шум 2) устранении эффекта растяжения импульса на дальних удалениях 3) остаточном спрямлении годографов [18]. Максимальный угол падения волны для подготовленных сейсмограмм в целевом интервале составил  $36^\circ$ , что позволяет восстановить акустический и сдвиговый импеданс. Для инверсии были извлечены три импульса: для ближних, средних и дальних удалений. Форма импульсов близка к нуль-фазовой. Для синхронной инверсии сейсмограмм использовался алгоритм, основанный на модели.

Используя данные акустического импеданса и отношения скоростей  $V_p/V_s$ , полученные по сейсмическим данным а также функции плотности вероятности (Рис. 15) мы провели вероятностную классификацию и выделили области засоления пласта.

Известно, что применение детерминистической инверсии для прогноза коллекторских свойств с использованием функций плотности вероятности затруднено, поскольку они рассчитываются по данным ГИС, а результаты детерминистической инверсии имеют сейсмический диапазон частот. Поэтому для вероятностной классификации необходима под-

готовка входных данных. Здесь возможно несколько вариантов как связанных с подготовкой данных ГИС, так и сейсмических данных:

1. Приведение данных ГИС к сейсмическому диапазону частот (upscaling);
2. Использование результатов инверсии сейсмических данных в точках положения скважин;
3. Калибровка статистических параметров (среднее, стандартное отклонение) результатов инверсии сейсмических данных к статистическим параметрам данных ГИС;
4. Использование стохастической инверсии, которая позволяет сохранить вертикальную разрешенность ГИС;

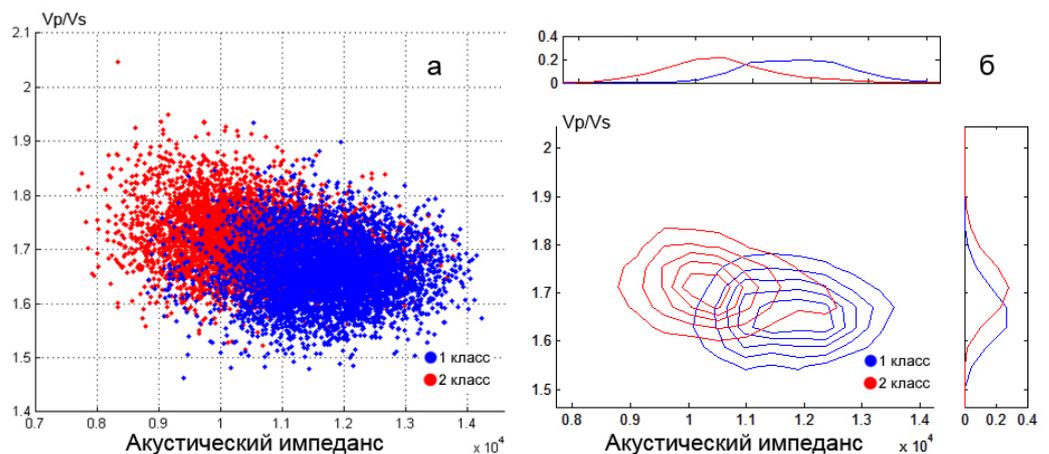
В данной работе использовалась калибровка результатов инверсии к значениям данных ГИС. На Рис. 16 показаны гистограммы акустического импеданса до и после калибровки.

На следующем этапе, применив байесовский подход [6], мы определили апостериорную вероятность появления каждого класса  $P(class|AI, V_p/V_s)$  (Рис. 17) и классифицировали интервал пласта (Рис. 18). Зоны распространения 1 класса соответствуют сильному засолению пласта.

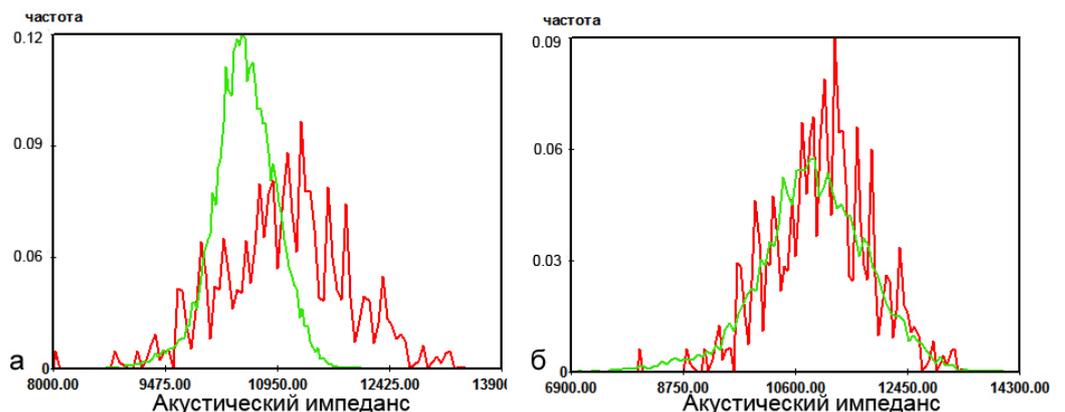
Для верификации карты засоления мы определили параметр засоления коллекторов по следующей формуле:

$$P_z = \frac{\sum_{i=1}^n (K_{n.обц,i} - K_{n.эфф,i}) \cdot h_{зас,i}}{\sum_{j=1}^m K_{n.обц,j} \cdot h_{эфф,j}} \quad (4)$$

**Рис. 15.** Расширенные выборки двух классов (слева) двумерные непараметрические функции плотности вероятности (справа)



**Рис. 16.** Гистограмма значений акустического импеданса после инверсии (зеленая), до калибровки (а), после калибровки (б). Гистограмма акустических импедансов по ГИС (красная)



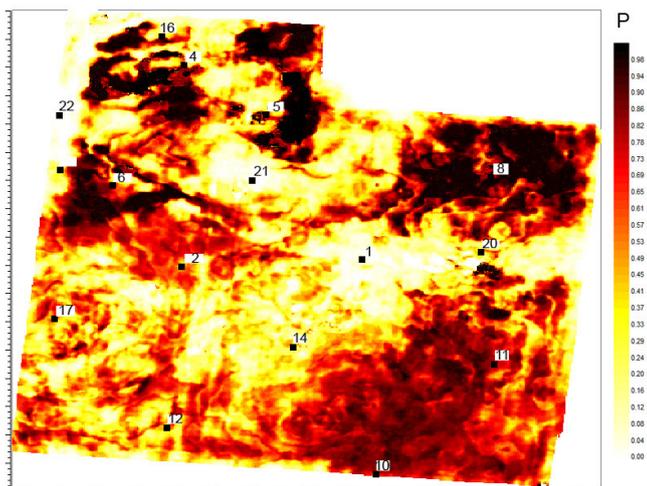


Рис. 17.

Карта апостериорной вероятности появления 1 класса (засолонения)

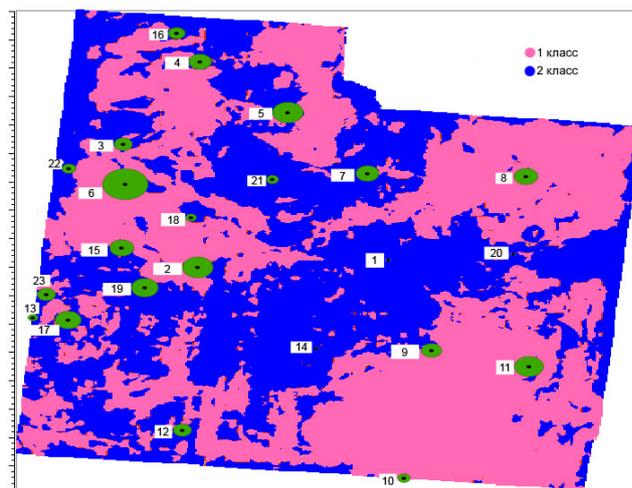


Рис. 18.

Карта классов для целевого пласта. 1 класс: песчаник с высоким содержанием соли, 2 класс: чистый песчаник или песчаник с низким содержанием соли

$K_{п.общ}$  – коэффициент общей пористости породы, отмытой от солей;

$K_{п.эфф}$  – коэффициент эффективной пористости засоленной породы, в поровом пространстве которой могут содержаться подвижные флюиды;

$h_{зас}$  – толщина пропластков засоленного коллектора;

$h_{эф}$  – эффективная толщина пропластков, включающих как засоленные так и незасоленные коллекторы;

$n$  – количество пропластков засоленных коллекторов, выделенных внутри горизонта;

$m$  – общее количество пропластков-коллекторов, выделенных внутри горизонта;

Параметр засоления отражает относительную долю объема порового пространства коллекторов, занятого кристаллизованным галитом, от объема общей пористости коллекторов, отмытых от солей, отнесенную на единичную толщину коллектора, вскрытого скважиной перпендикулярно напластованию пород.

Величина рассчитанная по скважинам, нанесена в виде пузырьковых диаграмм (радиус окружности соответствует величине  $R_z$  (4)), хорошо согласуется с картой засоления (Рис. 18). Скважины: 18, 13, 7, 3, 23 и 9 не использовались в работе, что наилучшим образом верифицирует полученную карту.

Отметим основные результаты проведенных исследований.

1) Разработана петроупругая модель засоленного песчаника:

- рассмотрено три типа засоления коллекторов, которые зависят от смачиваемости песчаников

- установлено, что характер заполнения галитом порового пространства песчаников по-разному влияет на упругие свойства коллекторов

- получена модель засоления для гидрофобных коллекторов

- проведено исследование эффекта засоления по реальным данным и верификация модели

2) Показана возможность прогноза засоления по сейсмическим данным:

- выполнена акустическая и синхронная инверсия 3Д сейсмических данных

- проведена вероятностная классификация, и получена карта засоления, которую рекомендуется использовать при планировании заложения новых скважин и проектировании системы поддержания пластового давления

### Список литературы

1. Амосов И.И., Горшков В.И., Гречишников Н.П. Палеогеотермические критерии размещения нефтяных залежей М.: Недра, 1977.

2. Букаты М.Б., Вожов В.И., Горохова В.А., Рахленко Е.З., Шварцев С.Л., 1981 Причины засоления нефтегазонасыщенных коллекторов на юге Сибирской платформы. Геология и геофизика 9, 17-27.

3. Городнов А.В., Черноглазов В.Н., Давыдова О.П., 2012 Определение фильтрационно-емкостных свойств засоленных коллекторов в терригенных отложениях непского свода Восточной Сибири: Каротажник, 12 (222), 26-41.

4. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика: Учеб. для вузов. – М.: Недра, 1991. –368 с.: ил.

5. Польштер Л.А. и др. Историко-генетический метод оценки перспектив нефтегазоносности. М. Недра. 1984

6. Avseth, P., T. Mukerji, G. Mavko, 2005, Quantitative seismic interpretation: Applying rock physics tools to reduce interpretation risk: Cambridge Univ. Press.

7. Bachrach R., Dvorkin J., Nur A., 2000, Seismic velocities and Poisson's ratio of shallow unconsolidated sands, Geophysics, 65, 559-564.

8. Bachrach R., Avseth P., 2008, Rock physics modeling of unconsolidated sands: Accounting for nonuniform contacts and heterogeneous stress fields in the effective media approximation with applications to hydrocarbon exploration: Geophysics, 73, E197–E209.

9. Ciz R., Shapiro S.A., 2007, Generalization of Gassmann equations for porous media saturated with a solid material, Geophysics. 2007.– Vol 72, № 6. – P. A75-A79.

10. Ciz R., Stuermer K., Arns C.H., Knackstedt M.A., Shapiro S.A., 2008, Generalization of Gassmann Equations for Porous

Rocks Saturated with a Solid Material – Theory and Applications EAGE, Extended abstract I035.

11. *Dutta T.*, 2009, Integrating sequence stratigraphy and rock-physics to interpret seismic amplitudes and predict reservoir quality. Ph.D. dissertation, Stanford University.

12. *Hilterman F. J.*, 2001 Seismic Amplitude Interpretation. Tulsa: Soc. Expl. Geophys.

13. *Makse H., Gland N., Johnson D., Schwartz L.*, 2001, The apparent failure of effective medium theory in granular materials, Phys. Chem. Earth A 26, 107.

14. *Makse H., Gland N., Johnson D., Schwartz L.*, 1999, Why effective medium theory fails in granular materials, Phys. Rev. Lett. 83, 5070.

15. *Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J.*, 2009, The Rock Physics Handbook, Tools for Seismic Analysis in Porous Media. Cambridge University Press, 2nd edition.

16. *Rasolovoahangy R.*, 2002, Rock physics of low-porosity sandstones for seismic reservoir characterization, Ph.D. dissertation, Stanford University.

17. *Simm R.* Practical Gassmann fluid substitution in sand/shale sequences// First break. 2007.– Vol. 25, № 12.– P. 61-68.

18. *Singleton S.*, 2009 The effects of seismic data conditioning on prestack simultaneous impedance inversion, The Leading edge 772-781

19. *Stuermer K., Ciz R., Shapiro S.A., Saenger E.H., Gurevich B.*, 2008 Microscale modeling of heavy oil rocks, EAGE, Extended abstract I034

20. *Zimmer M.*, 2003, Seismic velocities in unconsolidated sands: Measurements of pressure, sorting, and compaction effects. Ph.D. dissertation, Stanford University.

РЕЦЕНЗЕНТ – доктор технических наук Птецов С.Н., доктор геолого-минералогических наук Некрасов А.С.

## ОБ АВТОРАХ

**ШУБИН**

**Алексей Владимирович**



*Ассистент кафедры разведочной геофизики РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина. Окончил РГУ нефти и газа в 2008 г. Область научных интересов - обработка и интерпретация данных сейсморазведки. Автор 6 научных работ в области интерпретации сейсмических данных.*

**РЫЖКОВ**

**Валерий Иванович**



*Заведующий кафедрой разведочной геофизики и компьютерных систем РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина. Окончил РГУ нефти и газа в 1985 г. Профессор. Доктор технических наук. Область научных интересов – теория и практика сейсморазведки. Автор более 70 научных публикаций.*