

DOI 10.25689/NP.2018.4.119-132

УДК 622.276.031.011.43:550.832

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ ДЛЯ КАЛИБРОВКИ ГЕОМЕХАНИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ

¹Салимов О.В., ²Насыбуллин А.В., ³Салимов В.Г.

¹РН-УфаНИПИнефть

²Институт «ТатНИПИнефть»

³Волго-Камское региональное отделение РАН

USE OF SEISMIC DATA TO CALIBRATE GEOMECHANICAL PARAMETERS

¹Salimov O.V., ²Nasybullin A.V., ³Salimov V.G.

¹RN-UfaNIPIneft

²TatNIPIneft Institute

³Volga-Kama Regional Branch of the Russian Academy of Natural Sciences

E-mail: arslan@tatnipi.ru

Аннотация. Проанализированы методы калибровки геомеханических параметров, используемых для проектирования гидравлического разрыва пласта (ГРП). Показано, что одним из эффективных методов является использование данных вертикального сейсмического профилирования (ВСП).

Приведены примеры калибровки кривых плотности и горизонтального напряжения по скважинам нефтяных месторождений Татарстана.

Проведено сопоставление с эмпирическими формулами Брочера и Людвига. Даны рекомендации по калибровке напряжений в программе FracPRO. Отмечены особенности распределения напряжений в верхней части разреза (ВЧР).

Сделаны выводы:

1. Эмпирические формулы синтеза обеспечивают большую точность, если их коэффициенты настроены на реальные геологические условия.
2. При наличии данных вертикального сейсмического профилирования они могут являться хорошим эталоном для калибровки.
3. Контраст напряжений между породами верхней части разреза месторождений Татарстана практически исчезает.

Ключевые слова: калибровка, вертикальное сейсмическое профилирование, геомеханические параметры, дизайн гидравлического разрыва пласта, программа FracPRO, верхняя часть разреза.

Abstract. Methods of calibration of geomechanical parameters used for the design of hydraulic fracturing have been analyzed. It was found that vertical seismic profiling data (VSP) can be effectively used for calibration of geomechanical parameters.

The paper presents examples of calibrated curves of density and horizontal in-situ stress based on VSP data for oil fields in Tatarstan. Matching with the Brocher's and Ludwig's empirical fits has been carried out. The authors present recommendations on calibration of in-situ stresses in FracPRO simulator. Stress distribution in the shallow part of the section has been characterized.

The carried out research allowed the following conclusions:

1. The empirical formulae provide higher accuracy once their coefficients have been adjusted to actual geological setting.
2. In presence of VSP data, the empirical formulae can be used as a reliable reference for calibration.
3. The stress contrast in the near-surface section is practically null.

Key words: *calibration, vertical seismic profiling, geomechanical parameters, hydraulic fracturing design, FracPRO simulation package, near-surface section.*

Одними из наиболее важных геомеханических параметров пород являются ее плотность и напряжения в условиях залегания.

Основой для калибровки кривой плотности пород являются результаты исследований образцов керна, данные вертикального сейсмического профилирования (ВСП), а также показания этих методов в опорных пластах – плотных породах известного литологического состава, не размытых глинистых интервалах. Синтетические кривые времени пробега продольной волны, полученные по формулам Заляева и Фауста [1, 2], необходимо калибровать по независимым измерениям скорости. Это связано с тем, что коэффициенты в этих формулах зависят от литологии, пористости и насыщенности. Точное их значение можно найти только при наличии эталонных кривых.

Синтетическая кривая плотности пород вычисляется по известной скорости продольной волны. Для этого используется конвертер Гарднера, в котором коэффициенты также зависят от литологического типа породы.

Следует различать две ситуации:

- 1) Кривые АК имеются, необходима только их корректировка в некоторых интервалах. Такие интервалы можно выявить визуально и внести поправки, не меняя оставшейся части кривой.
- 2) Кривых АК вообще нет. Как проверить качество восстановления (синтезирования) этих кривых, а также кривой плотности пород? При построении геомеханических моделей в такой ситуации используют данные по соседним скважинам. Однако при этом возникает проблема нормализации. Это связано с тем, что корреляционные зависимости, определяющие геомеханические параметры, строятся по ограниченному количеству скважин, в которых проведены измерения полным комплексом геофизических методов. Затем эти зависимости распространяются на другие скважины, где комплекс исследований ограничен и на другие территории (участки, залежи, месторождения). Для обеспечения точности результатов необходимо обеспечить однородность данных исследований, что требует выполнения межскважинной нормализации.

Далее, чтобы что-то синтезировать (или корректировать), необходимо, чтобы исходный материал был правильный (качественный). Иначе результат будет также ошибочный.

Проиллюстрируем процесс обработки на примере трех скважин, расположенных в юго-восточной части Татарстана. Рассмотрим материалы по скважине № 40122 Бугульминско-Тумутукской площади. Подчеркиваем необходимость неукоснительного соблюдения графа обработки: сначала DTp по НГК (или LLD, или ILD), затем $RHOB$ по DTp , затем DTs по DTp , затем $PUAS$ по DTp .

По нашим предварительным экспертным оценкам, расчет по Заляеву наиболее предпочтителен, за ним следуют расчет по Фаусту и ИК и в конце по Фаусту и БК. Методы перечислены в порядке возрастания дифференцированности результирующей кривой.

Формула Заляева имеет общий вид

$$DT = -90 \cdot \ln_{10}(NK - k) + m \quad (1)$$

где k, m – нормировочные коэффициенты ($k=1,1 \dots 4, m=180 \dots 300$);

NK – показания нейтронного каротажа (НГК или ННК).

В этой формуле для значения k надо брать значение, меньшее, чем самое маленькое значение на диаграмме НГК по крайней мере на 0,1 усл. ед. Иначе в скобке появятся отрицательные значения, для которых не существует логарифма. Для параметра m выбираем значение 250. Точные значения параметров для данной скважины мы не знаем, однако располагаем результатами вертикального сейсмического профилирования. Это позволяет выполнить калибровку всех петрофизических формул.

Формула Фауста имеет общий вид

$$DT = \frac{a}{(Depth \cdot Rt)^b} \quad (2)$$

где a, b – нормировочные коэффициенты ($a=600 \dots 1000, b=0,1 \dots 0,3$);

$Depth$ – глубина, м;

Rt – удельное электрическое сопротивление, Ом·м.

Приводим планшет для данной скважины (рисунок 1).

Зеленая кривая DT – фактический замер времени пробега продольной волны. Голубая кривая $dsin3$ – результат синтезирования по формуле Заляева с нашими коэффициентами

$$DT = -90 \cdot \text{LOG}(NGK - 0,8) + 250 \quad (3)$$

Видим, что формула (3) дает несколько завышенные показания времени пробега продольной волны. В данном случае положение кривой можно скорректировать изменением коэффициентов формулы, подгоняя кривую под фактическое время пробега продольной волны, однако следует

исходить из того, что в большом количестве случаев данных волнового каротажа не будет. Поэтому воспользуемся данными ВСП.

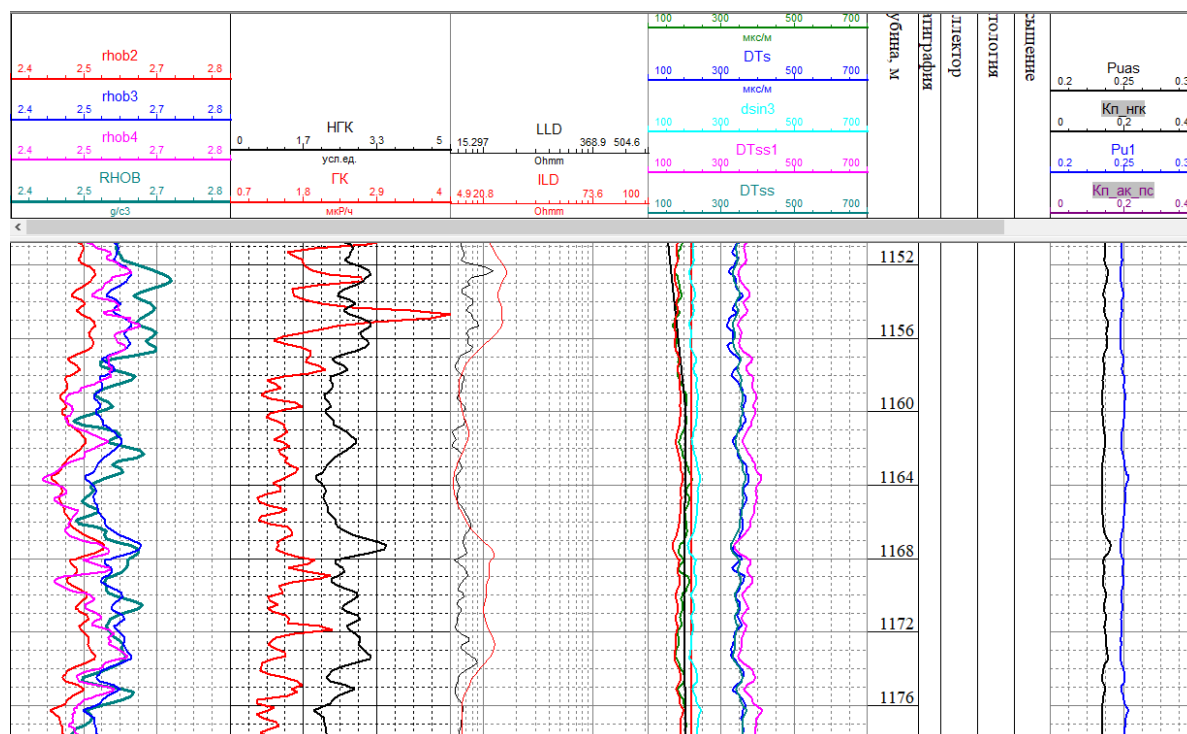


Рис. 1. Планшет для скважины № 40122 Бугульминско-Тумутукской площади

Синтетическую кривую DT надо нормализовать с кривой интервального времени по ВСП Dt_{int} . Это выполняется использованием опций ПРАЙМА «редактирование кривых» – «нормализация». При этом создается новая кривая, которая хорошо совпадает с фактической кривой DT (кривая $dsin3_N_N$, красного цвета).

Далее выполняем синтезирование кривой плотности. С этой целью используем формулу Гарднера для песчаников [3]. По кривой $dsin3$ (некалиброванной) получаем кривую $rhob4$ (фиолетового цвета), которая имеет заниженные показания относительно фактического замера $RHOV$ (толстая кривая цвета мурена). Кривая, полученная по фактической кривой DT ($rhob2$, красного цвета), дает значения еще хуже. И только калиброванная кривая $dsin3_N_N$ дает значения, достаточно хорошо согласующиеся с фактическими ($rhob3$, синего цвета).

Таким образом, хорошее совпадение с фактической кривой

плотности дает формула Гарднера для песчаников при использовании нормализованной кривой DT . Наличие песчаных пород в исследуемой части разреза подтверждается формулами Брочера и Людвига [4, 5], которые дают значения коэффициента Пуассона ($PUAS$ и $Pu1$, соответственно) в пределах 0,23 - 0,25; что характерно для песчаных пород.

Теперь синтезируем кривую времени пробега поперечных волн. Синяя кривая – фактически замеренная DTs . Почти идеальное совпадение с фактом дает формула Гринберга-Кастанья для известняков [6], в которую подставлено калиброванное время пробега продольной волны (кривая $DTss$, цвета мурена). Расчет по некалиброванной синтетике $dsin$ дает несколько худшие результаты (кривая $DTss1$, фиолетового цвета).

Значения по формуле Гринберга-Кастанья для известняков хорошо согласуются с фактическими замерами DTs в скважинах и на керне. Таким образом, для синтеза времени пробега поперечной волны в условиях месторождений Татарстана целесообразно использовать вышеуказанную формулу.

Когда имеются данные сейсмических исследований (например, ВСП), целесообразно использовать их для калибровки синтетических кривой времени пробега продольной волны. Это улучшит прогноз плотности горных пород и скорости поперечной волны, что в свою очередь, повысит точность расчета модуля Юнга и коэффициента Пуассона.

Вопрос калибровки напряжений очень важен для построения геомеханической модели. Интерес представляет кривая градиента давления разрыва пород. Градиент давления разрыва вычисляется по нескольким методикам [7]: Матхевса и Келли, Хубберта и Виллиса, Итона, Цезарони, Дайнеса и др. Ни одна из формул в общем случае не имеет преимуществ перед другой. Все они основаны на использовании горного и

порового давлений.

Отношение минимального горизонтального эффективного напряжения к эффективному вертикальному напряжению k имеет вид

$$k = (S_3 - P_p) / (S_v - P_p) \quad (4)$$

Перегруппировывая и решая относительно S_3 , получаем

$$S_3 = k \cdot (S_v - P_p) + P_p \quad (5)$$

где S_3 – минимальное горизонтальное напряжение;

P_p – поровое давление;

S_v – горное давление.

Все формулы для расчета минимального горизонтального напряжения имеют указанный общий вид, отличаясь только значением коэффициента k , в зависимости от того, какой физический принцип положен в основу его определения:

Одноосная деформация $k = \nu / (1 - \nu)$;

Пластичность $k=1$;

Плотность $k = (1 - \phi)$;

Сжимающее напряжение $k = 2\nu / (1 - \nu)$;

Разрушение $k = 1 / [(\mu^2 + 1)^{0,5} + \mu]^2$;

Угол скола $k = 1 / \tan^2 \theta$;

где ν – коэффициент Пуассона;

ϕ – коэффициент пористости, д.ед.;

μ – коэффициент трения скольжения;

θ – угол падения плоскости разлома.

Здесь разрушение и угол скола породы, находящейся в предельном напряженном состоянии, определяются в соответствии с законом Кулона-Мора. Для более полного ознакомления можно рекомендовать литературу по геомеханике [7, 9].

В программе MFrac расчет напряжений (или градиентов напряжений) не реализован, их значения должны вводиться из внешних источников. В программе FracPRO вычисление стрессов реализовано более разнообразно. Для комплекса методов «только GR» и «DoubleCombo» используется линейная интерполяция между значениями градиентов давления для чистого песчаника и чистой глины:

$$\sigma = D \cdot [\Gamma_{sd} + V_{sh}(\Gamma_{sh} - \Gamma_{sd})] \quad (6)$$

где σ – давление смыкания трещины;

D – глубина залегания пласта;

Γ_{sd} – градиент давления в чистом песчанике;

Γ_{sh} – градиент давления в чистой глине;

V_{sh} – объемная глинистость, д.ед.

Нормировка по двум опорным пластам очень популярна в геофизике, однако в данном случае возникает вопрос – как определить градиенты давления смыкания в чистых разностях пород (в опорных пластах) на конкретных территориях? Это ведь не мировые константы.

Стресс в комплексе методов «QuadCombo» вычисляется по формуле:

$$\sigma = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_{vertical} + \alpha \frac{1-2\nu}{1-\nu} p_{pore} + E\varepsilon \quad (7)$$

где ν – коэффициент Пуассона;

σ – давление смыкания трещины (стресс);

α – константа Био;

p_{pore} – поровое давление;

E – модуль Юнга;

ε – деформация.

По-другому эта формула выглядит так (ABC stress model):

$$\sigma = A\sigma_{vertical} + Bp_{pore} + C \quad (8)$$

где A, B, C – коэффициенты модели.

Это обычная формула для стрессов (7), только в несколько развернутом виде. Через значения градиентов формула записывается так:

$$Stress = (A \times Vertical Stress Gradient + B \times Pore Pressure Gradient) \times Depth + C.$$

По умолчанию в программе FracPRO $Vertical Stress Gradient = 1,0$ psi/ft и $Pore Pressure Gradient = 0,433$ psi/ft.

Такое разнообразие формул расчета минимального горизонтального напряжения (стресса) объясняется тем, что ни одна из них не является универсальной, а работает только в определенных геологических условиях. Кроме того, коэффициенты в этих уравнениях требуют калибровки к местным условиям.

Известны работы, в которых минимальное горизонтальное напряжение коррелируется с глубиной залегания пластов. Используя данные гидроразрывов на побережье Мексиканского залива, Брекелс и ван Екелен предложили соотношение между минимальным горизонтальным напряжением и глубиной залегания пластов [8]. В эти соотношения также были включены эффекты АВПД. Они были записаны в виде

$$\sigma_h = 0,0053D^{1,145} + 0,46(p - 0,0105D) \quad (D < 3500 \text{ м}) \quad (9)$$

$$\sigma_h = 0,0264D - 31,7 + 0,46(p - 0,0105D) \quad (D > 3500 \text{ м}) \quad (10)$$

где D – глубина в м;

p – поровое давление в МПа;

σ_h – минимальное горизонтальное напряжение, МПа.

Последний член в формулах представляет влияние зоны АВПД. При отсутствии АВПД последний член следует опустить. Брекелс и ван Екелен

указали, что их прогноз минимального напряжения довольно надежен до глубин 3500 м. Он может быть использован с большой степенью надежности в других тектонически не активных областях, таких как Северное море [9]. Кроме того, в своей оригинальной работе Брекелс и ван Екелен предложили аналогичные формулы для месторождений нефти Венесуэлы и Брунея.

Все это хорошо, однако при решении задач гидроразрыва пластов нас прежде всего интересует контраст напряжений между различными литологическими типами пород. Вот этого нет в формулах Брекелса и ван Екелена, также, как и в ряде других формул. Их можно использовать только как эталон для сравнения (или нормировки) средних минимальных горизонтальных напряжений. А нужен диапазон (или размах) значений давления смыкания между различными литотипами пород.

Давление разрыва пластов не обязательно выше в глинистых породах по сравнению с песчаными или карбонатными. Это справедливо только в тектонической обстановке сброса (активное давление грунта – в терминах механики грунтов). В обстановке взброса давления разрыва будут больше в песчаниках и карбонатах (т.е. в породах со сравнительно жестким скелетом, пассивное давление грунта), чем в глинистых породах. А как быть в обстановке сдвига (при отсутствии вертикальных перемещений)? В каких породах напряжение будет больше и в каких меньше? Какую формулу применить? Тектонический режим может меняться по глубине, его установить достаточно сложно и затратно (необходимо проводить измерения тензора напряжений), поэтому выход может заключаться в калибровке напряжений по известным свойствам горных пород, например, по интервальному времени пробега сейсмических волн вдоль скважины.

Кроме того, изменение свойств пород по разрезу также может оказывать сильное влияние на оценку стрессов. Например, проявляются особенности в верхней части разреза, сложенной слабыми

несцементированными осадками. Вследствие их вязкой (сыпучей) природы, слабые и несцементированные осадки не могут выдерживать дифференциальное напряжение в течение длительного периода времени. В результате в несцементированных осадках отсутствует разница между минимальным напряжением S_3 и вертикальным S_v , а давление смыкания очень близко к горному (Рис. 2).

Сотрудники лаборатории ИС ГРП института ТатНИПИнефть это увидели и установили на примере неглубоких скважин Ольховско-Южно-Чумачкинского поднятия [10, 11].

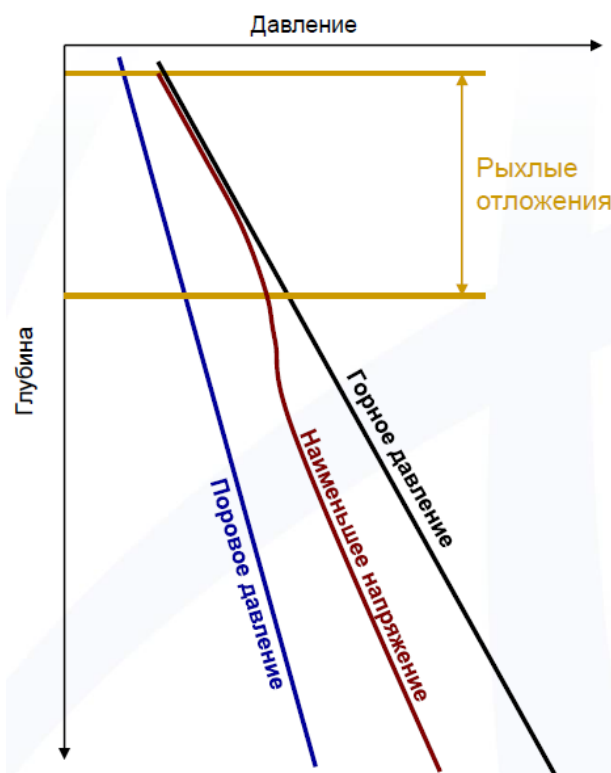


Рис. 2. Изменение давлений с глубиной

Можно дать следующие рекомендации по калибровке напряжений:

- 1) если имеются замеры минимального напряжения S_3 , например, по данным LOT (leakoff test), минифрака, теста ступенчатого увеличения расхода, потери циркуляции, возврата бурового раствора, целесообразно использовать уравнение Метхевса и Келли

$$S_3 = K_i(S_v - P_p) + P_p \quad (11)$$

K_i калибруется на глубине измерения S_3 .

2) если отсутствуют измерения S_3 :

- ищем измерения на соседних месторождениях;
- определяем тектонический режим по активным геологическим структурам (определим, $S_3 < S_v$ или $S_3 \approx S_v$);
- используем нижнюю границу S_3 по теории предельного равновесия;
- в вязкоупругих/вязкопластичных породах (глинистые, плохо сцементированные) принимаем $S_3 \approx S_v$.

В коммерческие симуляторы гидроразрыва встроены базы (библиотеки) пород, которые в определенной мере должны помочь в решении указанных задач. В программе MFrac системная база представляет собой таблицу, в которой приведены средние округленные значения параметров для разных пород. После их конвертации в систему СИ получаются значения с большим числом разрядов, которые выглядят похожими на правду. Однако же это не так. Технологи ГРП пользуются этой базой пород, при этом искренне верят, что используют правильные значения. А в базе всего лишь средние ориентировочные значения из справочников.

Системная библиотека пород программы FracPRO в этом отношении выглядит лучше. В структуре библиотеки породы классифицированы по типам, региону нахождения, и глубине залегания. Таким образом, учитывается определенная привязка пород к месторождениям и стратиграфическим подразделениям. Недостатком является то, что все данные в библиотеке относятся к зарубежным месторождениям. По России не имеется ничего.

Выводы

1. Эмпирические формулы синтеза обеспечивают большую точность, если их коэффициенты настроены на реальные геологические условия.
2. При наличии данных вертикального сейсмического профилирования они могут являться хорошим эталоном для калибровки.
3. Контраст напряжений между породами верхней части разреза месторождений Татарстана практически отсутствует.

Список литературы

1. Заляев Н.З. Комплексная интерпретация геофизических параметров функциональными преобразованиями с помощью ЭВМ. БелНИГРИ. Минск, 1981.
2. Faust L.Y. A velocity function including lithologic variation. *Geophysics*, vol. 18, 1953 – p. 271-288.
3. Gardner G.H.F., Gardner L.W., and Gregory A.R. Formation velocity and density – the diagnostic basics for stratigraphic traps. *Geophysics*. 1974. Vol. 39, p. 770–780.
4. Brocher T. Relations between elastic wavespeeds and density in the Earth's crust. *Bull. Seismol. Soc. Amer.*, 2005. Vol. 95, No. 6, p. 2081–2092.
5. Ludwig W.J., Nafe J.E., Drake C.L. Seismic refraction. In *The Sea*, ed. A.E. Maxwell. New York: Wiley-Interscience, 1970. Vol. 4, p. 53–84.
6. Greenberg M.L. and Castagna J.P. Shear-wave velocity estimation in porous rocks: theoretical formulation, preliminary verification and applications. *Geophys. Prospect.*, 1992. No. 40, p. 195–209.
7. M.D. Zoback. *Reservoir Geomechanics*. Cambridge University Press, New York, 2010. – 449 p.
8. Breckels I.M., von Eekelen H.A.M. Relationship between horizontal stress and depth in sedimentary basins. *J. Petr. Tech.*, 1982. – Vol 34, No 9, p. 2191-2199.
9. Fjær E., Holt R.M., Horsrud P., Raaen A.M., Risnes R. *Petroleum related rock mechanics*. 2nd edition. Elsevier. – 2008. – 515 p.
10. О.В. Салимов. Проблемы построения геомеханических моделей для малых глубин. // Нефтяное хозяйство, – 2017. – № 8. – С. 99-102.
11. Ибрагимов Н.Г., Салимов В.Г., Ибатуллин Р.Р., Насыбуллин А.В., Салимов О.В. // Геомеханические условия эффективного применения кислотного гидроразрыва пластов. – Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 7. – С. 32-36.

Сведения об авторах

Салимов Олег Вячеславович, доктор технических наук, РН-УфаНИПИнефть, г. Уфа, Республика Башкортостан, Российская Федерация
E-mail: SalimovOV@ufanipi.ru.

Насыбуллин Арслан Валерьевич, доктор технических наук, начальник отдела развития информационных технологий и моделирования пластовых систем, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина, г. Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: arslan@tatnipi.ru

Салимов Вячеслав Гайнанович, кандидат геолого-минералогических наук, руководитель, группа по геологии нефтегазовых месторождений, Волго-Камское региональное отделение РАЕН, г.Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: salimov@tatnipi.ru

Authors

Salimov O.V., Dr.Sc., RN-UfaNIPIneft, Ufa, Bashkortostan, Russian Federation
E-mail: SalimovOV@ufanipi.ru.

Nasybullin A.V., Dr.Sc, Head of IT and Reservoir Simulation Department, TatNIPIneft–PJSC TATNEFT, Bugulma, Tatarstan, Russian Federation
E-mail: arslan@tatnipi.ru

Salimov V.G., PhD, Head of Subsurface Geology Group, Volga-Kama Regional Branch of the Russian Academy of Natural Sciences, Bugulma, Tatarstan, Russian Federation
E-mail: salimov@tatnipi.ru

Насыбуллин Арслан Валерьевич
423236, Российская Федерация, Республика Татарстан
г. Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 32
Тел.: 8(85594) 78-641
E-mail: arslan@tatnipi.ru