УДК 622.276.031.011.43

СОЗДАНИЕ СИНТЕТИЧЕСКИХ КРИВЫХ ПЛОТНОМЕРА ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ ГЕОМЕХАНИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ

О.В. Салимов

Институт «ТатНИПИнефть»

GENERATING SYNTHETIC DENSITY CURVES FOR CONSTRUCTION OF GEOMECHANICAL MODELS

O.V. Salimov

TatNIPIneft Institute

E-mail: sov@tatnipi.ru

Аннотация. Рассмотрены методы расчета плотности растворов различной концентрации для целей построения геомеханических моделей. Проведена оцифровка графиков зависимости удельного сопротивления от минерализации с получением аналитических формул.

Получены формулы, связывающие плотность растворов NaCl с минерализацией. Далее была исследована сходимость значений плотности, полученных по различным формулам. Для сравнения привлекались также формулы, полученные другими исследователями.

Даны рекомендации по использованию различных формул. Их применение целесообразно в тех районах Урало-Поволжья, где отсутствуют аномально высокие и аномально низкие пластовые давления.

Ключевые слова: *плотность горных пород, каротаж, зона проникновения, палетки, удельное сопротивление*

Abstract. The paper considers available methods for density measurements of NaCl solutions with different salt concentrations for building geomechanical models. After digitizing specific resistivity vs. salt content cross-plots, analytical formulas have been derived.

Equation correlating the density of NaCl solutions with salt content have been obtained. Then convergence of density values from various formulas has been analyzed. Comparative analysis has also incorporated the equations derived by other authors.

Recommendations on the application of various formulas are presented. It has been shown that these are not applicable in case of abnormally high or low reservoir pressures.

Key words: *rock density, well logging, invaded zone, cross-plots, specific resistivity*

Для построения геомеханической модели разреза скважины необходимо располагать данными по изменению градиента порового давления (или, что то же самое, плотности пластовой жидкости) по всему стволу скважины. Обычно эта задача решается путем анализа тренда нормального уплотнения глин. Градиент порового давления используется для расчета градиента давления разрыва пласта. Плотность пластовой жидкости используется для расчета пористости по кривой ГГКП.

Градиент порового давления и плотность пластовой жидкости связаны соотношением

$$grad P_{пл} = \rho g \qquad (1)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление;

ρ – плотность пластовой воды;

g – ускорение свободного падения.

Эти величины отражают одну и ту же физическую закономерность. Для расчета пористости по плотности горных пород в программе JewelSuite надо обязательно создать каротаж плотности жидкости *DensFluid* по стволу скважины. Просто цифру плотности программа не воспринимает. По умолчанию параметр *DensFluid* устанавливается в плотность горных пород *RHOB*, и в результате получается цифра 1. Надо

данные плотномера, но они довольно редкие в практике. Создаваемый каротаж плотности жидкости по определению является синтетической кривой.

То же самое относится к программе FracPRO – для расчета давления разрыва пластов необходимо задавать либо кривую изменения плотности пластовой жидкости по разрезу скважины, либо фиксированное значение плотности, либо фиксированное значение градиента. Для расчета пористости необходимо задавать фиксированное значение плотности жидкости. При этом отказаться от использования метода ГГКП для расчета пористости невозможно.

Для расчета пористости по данным ГГКП необходимо располагать значениями плотности жидкости в зоне проникновения, вследствие малой глубинности метода ГГКП. Оценкой этой плотности может быть либо плотность фильтрата бурового раствора, либо плотность пластовой воды. Необходимое значение *DensFluid* будет располагаться где-то между этими двумя значениями. Можно применить два варианта счета:

- в скважинах, где есть показания резистивиметра, пересчитать их в плотность промывочной жидкости;
- вручную создать каротаж плотности пластовой воды, зная ее значения для конкретных стратиграфических комплексов юго-востока Татарстана.

Плотность воды можно найти по ее удельному сопротивлению. Исследования резистивиметром проводятся довольно часто, в отличие от скважинного плотномера.

Основой первого подхода является допущение, что удельное сопротивление зависит только от концентрации ионов в растворе, и что плотность фильтрата (т.е. воды, освобожденной от твердых присадок), зависит также только от концентрации ионов в растворе. Также вводится допущение, что практически весь состав растворенных солей в воде

представлен хлористым натрием. Поэтому алгоритм расчетов должен быть такой: по удельному сопротивлению определяем концентрацию *NaCl*, по найденной концентрации находим плотность раствора.

При расчете плотности жидкости следует учитывать изменение температуры по глубине скважины. Геотермический градиент для Ромашкинского месторождения составляет в среднем 22 °С/км [1]. Средняя температура пласта $Д_1$ от 35 до 38 °С. Пластовые температуры верхних горизонтов находятся в пределах от 20 до 25 °С. Температура нейтрального слоя от 8 до 10 °С.

Формул, связывающих плотность воды и ее удельное сопротивление, нами в литературе не найдено. Имеется лишь множество палеток, которые связывают концентрацию растворенного вещества, в данном случае соли *NaCl*, с удельным сопротивлением раствора. Поэтому остается один путь непосредственной оцифровки подобных графиков. Нами был выбран график, предложенный в практическом руководстве М.Г. Латышовой [2]. Он представлен на рис. 1.

График в логарифмических координатах представлен прямыми линиями, за исключением области высококонцентрированных растворов. В результате оцифровки и аппроксимации были получены следующие уравнения:

при t=10 °С $$\log C_v = -1.0645 \log \rho_p + 0.9253 \quad (1)$$

при t=20 °С $$\log C_v = -1.0746 \log \rho_p + 0.8041 \quad (2)$$

при t=30 °С $$\log C_v = -1.0741 \log \rho_p + 0.7114 \quad (3)$$

при t=40 °С $$\log C_v = -1.0794 \log \rho_p + 0.6181 \quad (4)$$

где C_v – объемная концентрация *NaCl*, г/л;

ρ_p – удельное сопротивление раствора, Ом·м.

Пример логарифмического графика с линией тренда для температуры 20 °С приведен на рис. 2. Высокие коэффициенты детерминации полученных зависимостей (R^2=0.9996 – 0.9997) позволяют

рассматривать их как функциональные, и разрешать относительно любой из переменных, входящих в уравнения.

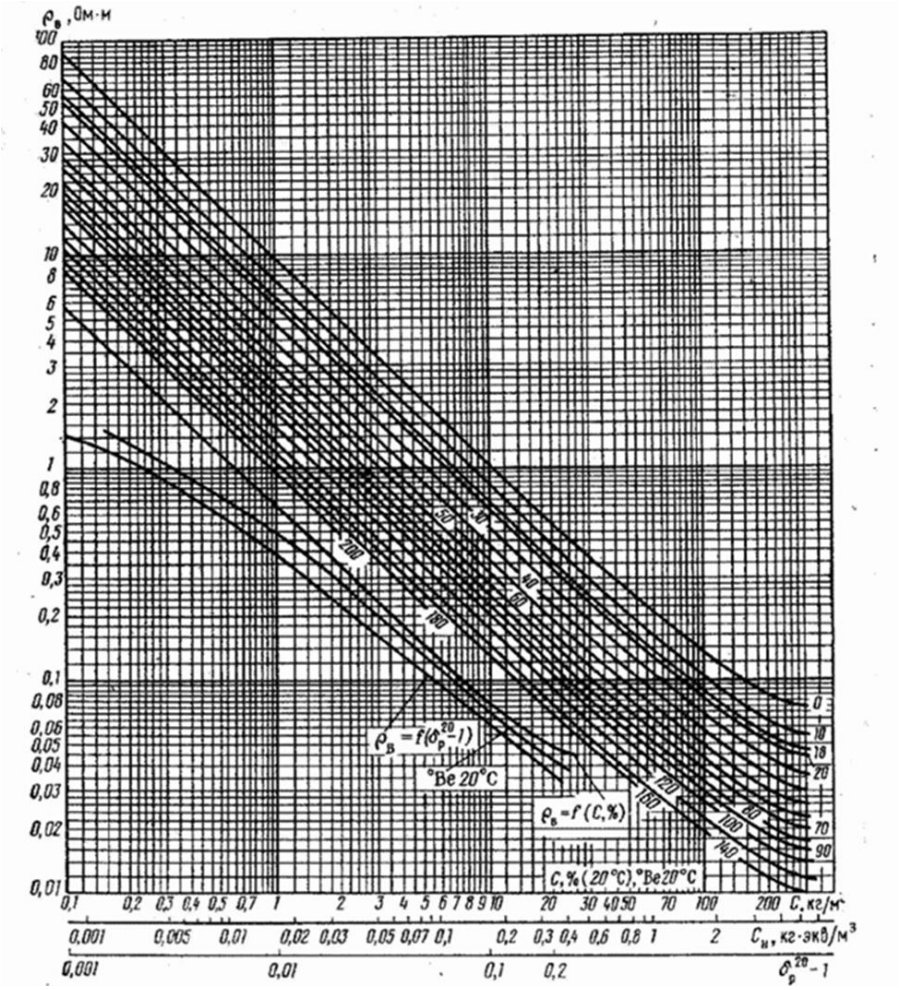

Рис. 1 – Зависимость удельного сопротивления растворов NaCl от концентрации, температуры и плотности

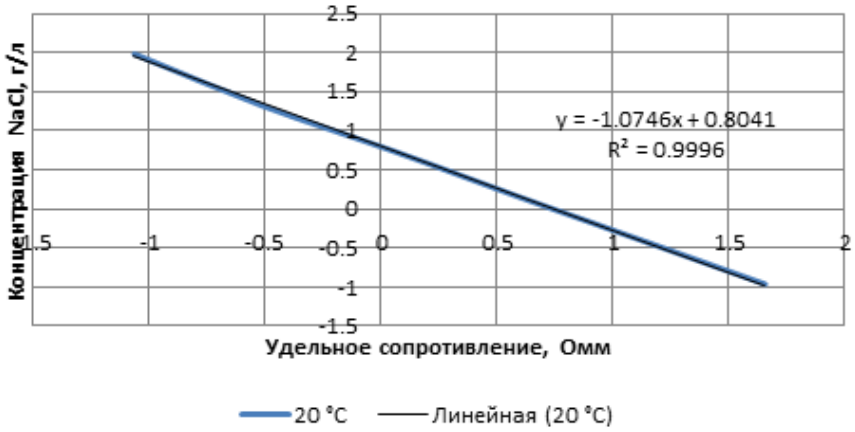

Рис. 2 – Получение уравнения тренда. По обеим осям отложены логарифмы исходных переменных

Чтобы окончательно завершить расчет, нам необходима зависимость плотности от концентрации растворенного вещества. Для ее вывода используем таблицу из справочника [3]. В эту таблицу были добавлены отсутствующие данные, взятые из других источников. Объемная концентрация подсчитана по формуле (2). Результат приведен в табл. 1.

Таблица 1

Зависимость плотности растворов NaCl от концентрации при температуре 20 °C

Концентрация массовая, %	Плотность, г/см^3	Концентрация объемная, г/л	Концентрация массовая, %	Плотность, г/см^3	Концентрация объемная, г/л
1	1.0053	10.053	14	1.1008	154.112
2	1.0125	20.250	15	1.1065	165.975
3	1.0196	30.588	16	1.1162	178.592
4	1.0268	41.072	17	1.1241	191.097
5	1.0340	51.700	18	1.1319	203.742
6	1.0413	62.478	19	1.1398	216.562
7	1.0486	73.402	20	1.1478	229.560
8	1.0559	84.472	21	1.1559	242.739
9	1.0663	95.967	22	1.1639	256.058
10	1.0707	107.070	23	1.1722	269.606
11	1.0782	118.602	24	1.1804	283.296
12	1.0857	130.284	25	1.1888	297.200
13	1.0933	142.129	26	1.1972	311.272

Расчет дал следующие зависимости плотности раствора:

– от объемной концентрации с коэффициентом детерминации R^2=0,9994

$$\delta_в = 0{,}0006 \cdot C_v + 1{,}0013 \qquad (5)$$

где $\delta_в$ – плотность раствора, г/см^3;

C_v – объемная концентрация, г/л.

– от массовой концентрации с коэффициентом детерминации R^2=0,9993

$$\delta_в = 0{,}0076 \cdot C + 0{,}9958 \qquad (6)$$

где C – массовая концентрация, %.

Совместное использование уравнений (5 – 6) и (2) позволяет полностью решить задачу для температуры 20 °C. Для других температур необходимо выполнить дополнительный пересчет значений.

Кроме основных линий, была также оцифрована кривая зависимости удельного сопротивления от плотности раствора $\rho_p=f(\delta_в^{20}\text{-}1)$, стоящая несколько особняком левее основных кривых. Получена зависимость

$$\log(\delta_в - 1) = -1.2394 \log \rho_p - 2.5593 \quad (7)$$

где $\delta_в$ – плотность раствора при температуре 20 °С, г/см^3;

ρ_p – удельное сопротивление раствора, Ом·м.

Построение линии тренда показано на рис. 3. Коэффициент детерминации R^2=0.9996.

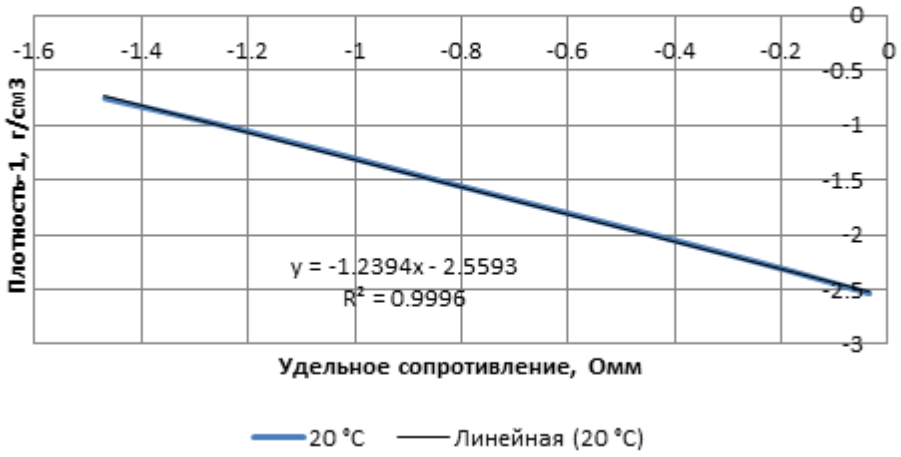

Рис. 3 Построение тренда по оцифрованной зависимости плотности от удельного сопротивления раствора NaCl

Далее необходимо исследовать сходимость результатов, полученных по различным формулам. Задаемся температурой 20 °С. Для проверки были привлечены также формулы из монографии Тиаба и Доналдсона [4]. Значение $R_{w23,9}$ подсчитали по следующему уравнению из указанной монографии:

$$R_{w23,9} = \frac{1}{2{,}74 \times 10^{-4} C_{sp}^{0,955}} + 0{,}0123 \quad (8)$$

где $R_{w23,9}$ – удельное сопротивление при температуре 23,9 °С, Ом·м;

C_{sp} – эквивалентная концентрация *NaCl*, ppm (мг/кг).

Для учета влияния температуры фирмой Шлюмберже рекомендована

формула Арпа [5]

$$R_{wT2} = R_{wT1}\left(\frac{T_1 + 21{,}5}{T_2 + 21{,}5}\right) \quad (9)$$

где R_{wT1} и R_{wT2} – удельные сопротивления пластовой воды, Ом·м, при температурах T_1 и T_2. Температуры выражены в °С.

Если известно значение сопротивления при температуре 23,9 °С (75 °F), то это уравнение может быть использовано для расчета сопротивления при любой пластовой температуре T

$$R_{wT} = R_{w23,9}\left(\frac{45{,}4}{T_2 + 21{,}5}\right) \quad (10)$$

где $R_{w23,9}$ – удельное сопротивление при температуре 23,9 °С, Ом·м;

R_{wT} – удельное сопротивление при температуре T, Ом·м.

Для низких удельных сопротивлений в диапазоне $0{,}04<R_{w25}<0{,}1$ Тиаб и Доналдсон рекомендуют пользоваться аппроксимирующей кривой:

$$C_{sm} = \frac{0{,}03207}{(R_{w25})^{1{,}54681}} \quad (11)$$

где C_{sm} – мольная концентрация раствора, моль/л;

R_{w25} – удельное сопротивление раствора при 25 °С, Ом·м.

Для уверенного пользования этим и последующими уравнениями необходимо уметь пересчитывать концентрации растворов из одной формы в другую. Зависимость между массовой и объемной концентрациями растворенного вещества в растворе выражается формулой

$$C_v = 10 \cdot \rho_p \cdot C \quad (12)$$

где C_v– объемная концентрация, г/л;

ρ_p – плотность раствора, г/см^3;

C – массовая концентрация, %.

Переходя к мольной концентрации, получим формулу

$$M = \frac{10 \cdot \rho_p \cdot C}{\mu} \quad (13)$$

где M – мольная концентрация, моль/л;

μ – молекулярная масса растворенного вещества, г/моль.

Для *NaCl* молекулярная масса μ=58,448.

Если перейти к выражению массовой концентрации растворенного вещества в ppm, то получим следующие выражения

$$C_v = \frac{\rho_p \cdot C}{10^3} \quad (14)$$

$$M = \frac{\rho_p \cdot C}{\mu \cdot 10^3} \quad (15)$$

где C – массовая концентрация, ppm.

Примечание: коэффициент конверсии 1 %=10^4 ppm.

Некоторый недостаток приведенных теоретических формул в том, что в них фигурирует плотность раствора.

В качестве альтернативного метода можно использовать следующее уравнение для пересчета C_{sp} в C_{sm}:

$$C_{sm} = \frac{17{,}061}{\frac{10^6}{C_{sp}} - 0{,}69787} \quad (16)$$

где C_{sm} – мольная концентрация раствора, моль/л;

C_{sp} – массовая концентрация раствора, ppm (мг/кг).

Еще одной альтернативой способу перевода концентраций из мг/кг в моль/л является использование следующей зависимости:

$$C_{sm} = 15{,}9604 \times 10^{-6} C_{sp}^{1{,}013575} \quad (17)$$

Таким образом, для сравнения имеются четыре зависимости плотности:

1) Непосредственно по удельному сопротивлению, формула (7);

2) Расчетная с использованием объемной концентрации в качестве промежуточного параметра по формулам (2) и (5);
3) По общим формулам Тиаба (8) и (10);
4) По формуле Тиаба для высокоминерализованных растворов (11).

Все кривые были вычислены в интервале значений удельного сопротивления от 0,0316 до 10 Ом·м (интервал десятичного логарифма удельного сопротивления от минус 1,5 до плюс 1). Построенный по этим значениям график представлен на рис. 4.

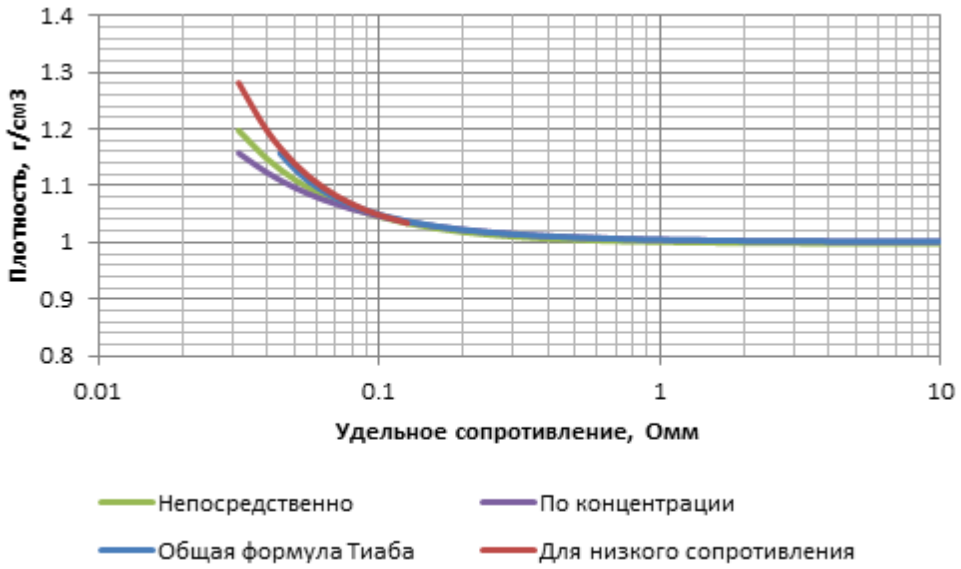

Рис. 4 – Сравнение различных формул для расчета плотности раствора

Из графика видно, что в интервале удельных сопротивлений от 0,1 до 10 Ом·м формулы (2), (5), (7), (8) и (10) дают одинаковые значения. Расхождения отмечаются в области высокоминерализованных растворов с удельным сопротивлением менее 0,1 Ом·м. Чтобы решить, какую формулу предпочесть, воспользуемся фактическими данными. У нас есть две таких точки. Для девонских отложений Татарстана плотность пластовых вод равна 1,18 г/см^3, а удельное сопротивление 0,034 Ом·м. Для отложений нижнего карбона плотность пластовых вод 1,15 г/см^3, а удельное сопротивление 0,045 Ом·м. Первая точка почти идеально ложится на

кривую по формуле (7) для непосредственного расчета плотности. Вторая точка хорошо соответствует формулам Тиаба общей и для раствора низкого сопротивления.

Таким образом, в интервалах коллекторов, где происходит проникновение фильтрата бурового раствора, для расчетов можно использовать любую из формул (2), (5), (7), (8) и (10). В интервалах неколлекторов, где проникновение отсутствует, для девона рекомендуется использовать формулу (7), а для нижнего карбона формулы (8), (10) и (11).

В завершение работы целесообразно сравнить сходимость результатов пересчета массовой концентрации в объемную и, наоборот, с использованием значений плотности раствора (формула 14), и по аппроксимационным формулам (16) и (17). Это необходимо для выявления ошибок и опечаток в формулах, и проверки их применимости.

Для того же интервала значений логарифма удельного сопротивления (от минус 1,5 до плюс 1), были подсчитаны значения массовой и объемной концентраций по формулам (14), (16), (17). Результаты сопоставления представлены на рис. 5.

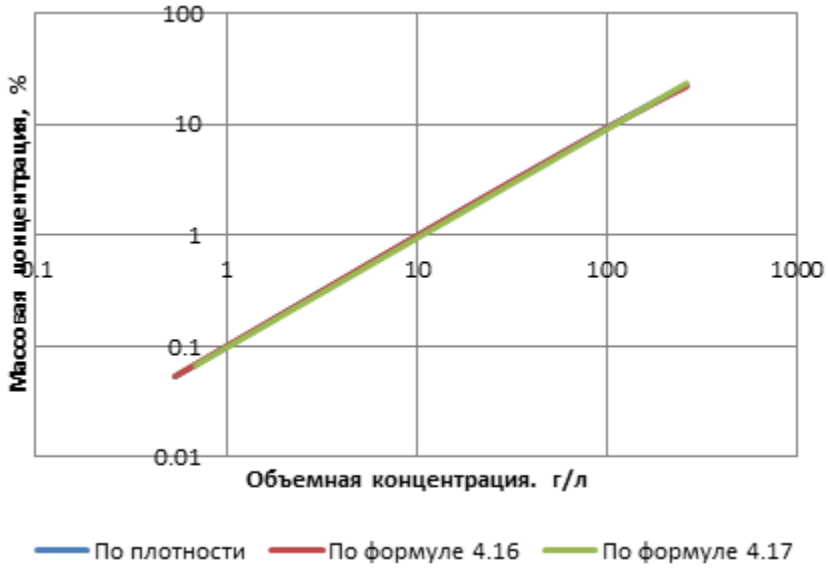

Рис. 5 – Сопоставление массовой и объемной концентрации растворов

Значения по всем формулам легли практически идеально на одну прямую. Поэтому любую из формул можно использовать без ограничений.

Выводы

1. Для расчета плотности фильтрата бурового раствора по удельному сопротивлению можно использовать любую из формул (7), (2)+(5), (8), (10). При этом вводится допущение, что удельное сопротивление фильтрата равно удельному сопротивлению водной основы бурового раствора, очищенного от глины и шлама.
2. Для расчета плотности высокоминерализованных пластовых вод девонских отложений по их удельному сопротивлению следует использовать общую формулу (7), а нижнекаменноугольных отложений формулы (8), (10) и (11).

Список литературы

1. Кострюков Г.В. Температурный режим Ромашкинского месторождения [Текст]: монография / Г.В. Кострюков, А.Д. Голиков. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 99 с.
2. Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизичеких методов исследования скважин. 2-е изд., перераб. М.: Недра. – 1981. – 182 с.
3. Волков А.И., Жарский И.М. Большой химический справочник. Мн.: Современная школа. – 2005. – 608 с.
4. Тиаб Дж., Доналдсон Эрл Ч. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов / Перевод с английского. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2009. – 868 с.
5. Schlumberger Log Interpretation Charts. 2009 Edition. Sugar Land, Texas, USA. – 310 p.

Сведения об авторах

Салимов Олег Вячеславович, кандидат технических наук, заведующий лабораторией исследования и сопровождения гидравлического разрыва пласта, отдел эксплуатации и ремонта скважин, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: sov@tatnipi.ru

Authors

O.V. Salimov, PhD, Head of Hydrofrac Laboratory, Well Production and Workover Department, TatNIPIneft Institute-PJSC TATNEFT, Bugulma, Tatarstan, Russia
E-mail: sov@tatnipi.ru

Салимов Олег Вячеславович
423236, Российская Федерация, Республика Татарстан,
г. Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 32
тел.: 8(85594) 78-984
E-mail: sov@tatnipi.ru