

УДК 622.276.66

# О ВОЗМОЖНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ АЗИМУТА ТРЕЩИНЫ ГИДРОРАЗРЫВА ПО ДАННЫМ ГИДРОПРОСЛУШИВАНИЯ СКВАЖИН

<sup>1</sup>В.Г. Салимов, <sup>2</sup>О.В. Салимов, <sup>2</sup>А.В. Насыбуллин, <sup>3</sup>В.А. Таипова

<sup>1</sup>Волго-Камское региональное отделение РАН

<sup>2</sup>Институт «ТатНИПИнефть»,

<sup>3</sup>НГДУ «Азнакаевскнефть»

## ON DETERMINATION OF HYDRAULIC FRACTURE AZIMUTH BASED ON PRESSURE TRANSIENT TESTS DATA

<sup>1</sup> V.G. Salimov, <sup>2</sup> O. V. Salimov, <sup>2</sup> A.V. Nasybullin, <sup>3</sup> V.A. Taipova

<sup>1</sup> Volga-Kama Regional Branch of the Russian Academy of Natural Sciences

<sup>2</sup> TatNIPIneft Institute,

<sup>3</sup> AZNAKAEVSKNEFT NGDU

E-mail: sov@tatnipi.ru

**Аннотация.** Проанализированы методики определения азимута трещины гидроразрыва путем исследования изменения давления в окружающих наблюдательных скважинах. Сформулированы условия, при выполнении которых возможно определение азимута гидравлической трещины путем гидропрослушивания. Приведен пример расчета.

**Abstract.** Techniques to determine hydraulic fracture azimuth based on the analysis of pressure behavior in surrounding observation wells were analyzed. Requirements to pressure transient tests were determined. Case study is presented.

**Ключевые слова:** гидравлический разрыв пласта, гидропрослушивание, азимут трещины, палетки, эталонные кривые, графический интерфейс.

**Key words:** hydraulic fracture, pressure interference test, fracture azimuth, master chart, reference curves, graphical interface

Определение азимута трещин гидравлического разрыва представляет особый интерес, так как позволяет определить направления горизонтальных напряжений и горизонтальных стволов скважин. Рассмотрим применимость наиболее простых и малозатратных методов, основанных на регистрации давления в соседних скважинах.

Еще в 1960 г. Елкинс и Сков [1] рассмотрели возможное применение анализа неустановившегося давления для определения азимута гидравлических трещин. Метод, который они предложили, является простым, предполагающим применимость расчета линейного источника в анизотропном пласте.

Пирс и др. описали метод определения азимута трещины и длины трещины путем импульсного испытания [2]; однако в работе Юрайта и др. [3] представлена наиболее применимая методика определения азимута, используя давления, записанные около скважины, подвергаемой гидроразрыву. Юрайт рассмотрел только трещины с равномерным притоком. В обобщении Синко-Лея и Саманиего [4] рассмотрены также трещины конечной проводимости. Для достоверного определения азимута трещины требуется две наблюдательные скважины, расположенные не под углами 90 и 180 градусов относительно активной скважины. Другая сложность, связанная с этой методикой, возникает из неоднородности пласта. Например, изменение проницаемости в области влияния скважины, которая исследуется, усредняется способом, который не вполне понятен. В настоящее время не существует моделей, чтобы оценить влияние этой неоднородности на определение азимута методом гидропрослушивания.

Пирс и др. [2], а также Аболис и Тиаб [5] обобщили практическое применение этой методики. К сожалению, крайне низкие проницаемости

большинства целевых пластов привели к необходимости как датчиков давления высокого разрешения (дорогостоящих), так и к очень продолжительным испытаниям. Неоднородность пласта, множество прослоев и поверхностная интерференция (surface interference) могут сделать определение азимута путем гидропрослушивания ненадежным. Разрешение по азимуту также довольно низкое. О промысловых испытаниях для оценки азимута трещины сообщали Фрохне и др. [6, 7], а также Сарда [8].

Методы гидропрослушивания могут быть использованы во время фактического проведения гидроразрыва на активной скважине. В этом случае в соседних скважинах проводятся замеры давления непрерывно в процессе гидроразрыва. Анализ проводится путем применения известных методик. Оливер сообщил о неустойчивом изменении давления, вызванном гидроразрывом [9].

Юрайт и др. [3] представили аналитическое выражение, на основе табулированных функций, для распределения давления в однородном, бесконечном пласте постоянной толщины, эксплуатируемом скважиной с вертикальной трещиной. Это решение можно использовать для анализа давлений в смежных наблюдательных скважинах для определения ориентации трещины способом, аналогичным стандартным испытаниям на гидропрослушивание. Его также можно использовать для анализа данных, полученных при импульсном режиме скважин с вертикальными трещинами.

Математическая модель, рассмотренная Юрайтом и др., аналогична модели трещины с равномерным притоком, рассмотренной Грингартемом и др. [10, 11]. Флюид поступает в трещину с одним и тем же расходом на единицу площади поверхности трещины (равномерный приток). Для расчетов представлены формулы, на основе которых построены палетки. При этом важно определить расстояние, на котором расчетная формула

предсказывает давления, близкие к давлениям от линейного источника. Установлено, что точность до 1 % обеспечивается при расстоянии

$$x_D^2 + y_D^2 \leq 25, \quad (1)$$

где  $x_D$ ,  $y_D$  – безразмерные координаты исследуемой скважины относительно активной скважины. Безразмерные координаты вычисляются относительно полудлины трещины.

Как показано авторами, чтобы определить ориентацию трещины, фактически требуются расстояния, гораздо меньшие, чем дает уравнение (1).

Пример сопоставления кривых падения давления, взятый из работы Юрайта и др. [3], приведен на рис. 1. При этом использован разработанный нами графический интерфейс в программе EXCEL. Синяя линия соответствует наблюдательной скважине В, для которой было найдено совпадение, а красная – наблюдательной скважине С.

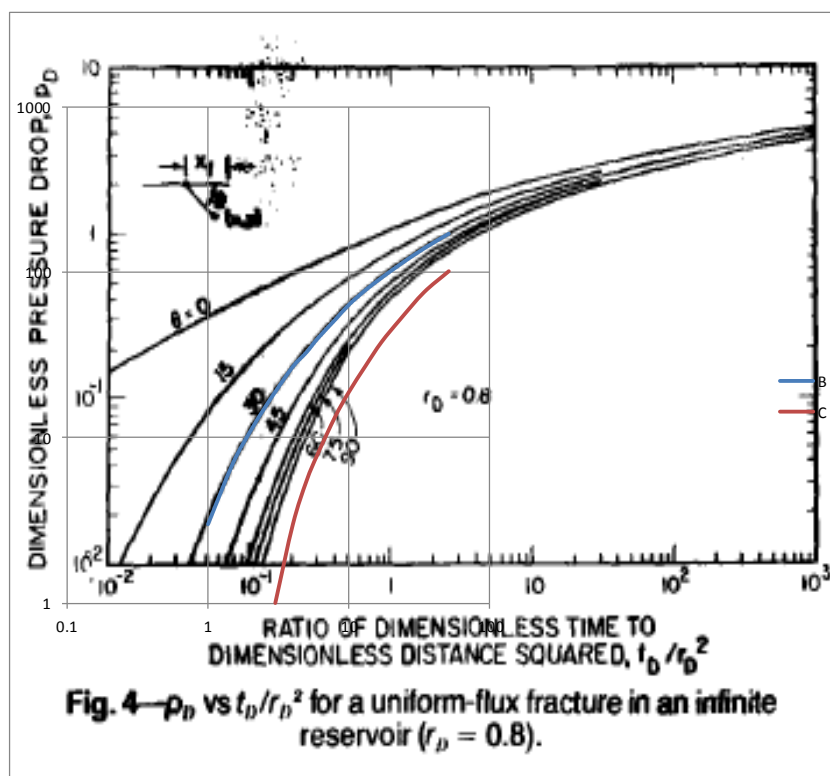


Рис. 1. Пример сопоставления по работе Юрайта

Параметр  $\theta$  на этом рисунке является ориентацией наблюдательной скважины по отношению к плоскости трещины и определяется формулой

$$\theta = \tan^{-1} \frac{y_D}{x_D} . \quad (2)$$

Безразмерное радиальное расстояние наблюдательной скважины от центра скважины с трещиной дается формулой

$$r_D = \sqrt{x_D^2 + y_D^2} . \quad (3)$$

Как видно из рис. 1, в логарифмических координатах не получается линии с наклоном  $1/2$ , исключая случай, где вертикальная трещина пересекает наблюдательную скважину. Исследование показало, что наблюдательные скважины должны быть выбраны так, чтобы  $r_D \leq 1,5$ . Например, уже при  $r_D = 2$  безразмерные давления оказываются нечувствительными к ориентации плоскости трещины по отношению к наблюдательной скважине. Очевидно, что уравнение (1) слишком оптимистично для определения радиального положения наблюдательной скважины. Кроме того, результаты показали, что целесообразно выбирать наблюдательные скважины так, чтобы  $\theta \leq 45^\circ$ . При этом достигается лучшая дифференциация кривых по азимуту. Палетки также показывают, что данные должны быть получены до начала периода псевдорadiaльного потока. Эти замечания справедливы для любого типа исследования неустановившегося давления.

Кроме вышеуказанных требований необходимы две точки наблюдений, чтобы полностью определить ориентацию трещины при условии, что полудлина трещины и проницаемость пласта известны. Рекомендуется, чтобы проницаемость пласта и полудлина трещины были определены путем анализа эталонных кривых, следуя методике,

рассмотренной в работах [10, 11]. Анализ эталонных кривых следует также применить к данным, полученным на наблюдательных скважинах.

Рассмотренный ниже пример относится к испытанию на закачку скв. 389 НГДУ «Азнакаевскнефть».

Для работы с палетками был создан графический интерфейс в системе EXCEL, позволяющий передвигать кривые по логарифмическому графику и вычислять при этом значение перемещения. Правильность работы разработанного алгоритма была проверена на контрольных примерах, взятых из статей Грингартена и Рейми [10, 11], а также Юрайта [3]. Создание графического интерфейса для определения длины трещины описано нами ранее в [12, 13]. Графический интерфейс для определения ориентации трещины делается еще проще. Надо залить область диаграммы графиком, взятым из вышеупомянутой работы Юрайта. Затем строится график фактического изменения давления и деформируется область построения диаграммы так, чтобы совпали шкалы по обеим осям координат. После этого можно перемещать область построения относительно рисунка заливки, добиваясь совпадения фактической кривой с одной из палеточных. Шифр совпавшей палеточной кривой и даст значение азимута трещины. Вычислений никаких при этом не требуется.

Первый шаг в анализе заключается в вычислении проницаемости пласта и длины трещины, используя давления на скв. 389. Схема участков ГРП по скв. 19446, 389А приведена на рис. 2. В этих скважинах был проведен ГРП. Стрелки указывают на наблюдательные скважины.

Из представленной схемы видно, что расстояние от скв. 389А с ГРП до соседних наблюдательных скважин довольно значительно и имеет величину порядка 500 м. Запись давления производилась в наблюдательных скважинах прибором СИАМ СУДОС-автомат по положению динамического уровня, в некоторых скважинах глубинным манометром АМТВ, а в обрабатываемой скважине – системой регистрации



Для сопоставления была использована эталонная кривая трещины с равномерным притоком, приведенная в работе [10]. Не удалось достичь хорошего совпадения кривых. Фактическая кривая имеет меньший наклон и выпуклость в другую сторону, чем палеточные кривые. Следуя методике, приведенной в работе [11], определена проницаемость по сопоставлению давлений, которая получилась очень высокой, порядка 100 Д. Полудлина трещины вычислена из сопоставления времени, и оказалась равной 20,5 м.

По всей видимости, не вполне корректные результаты связаны с низким качеством представленного материала. В процессе записи имели место сбои в работе регистратора. Время записи спада давления после ГРП было очень коротким.

Попробуем провести сравнение с палеткой для горизонтальных трещин. Сравнение показано на рис. 4.

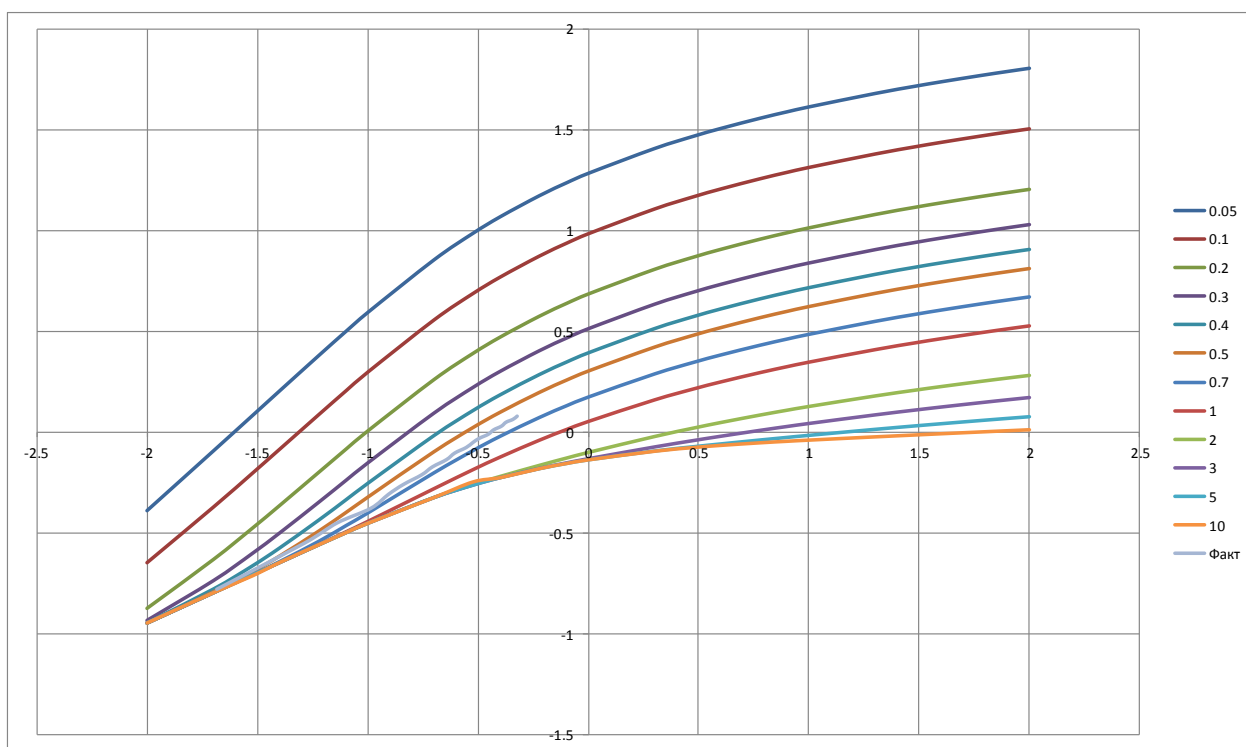


Рис. 4. Сопоставление фактических данных по скв. 389А с палеткой для горизонтальных трещин. Шифр кривых – безразмерная толщина пласта

$$h_D = \frac{h}{r_f} \sqrt{\frac{k_r}{k_z}}.$$

Здесь отмечается лучшее совпадение кривых. Шифр совпадающей палеточной кривой находится между 0,5 и 0,7, и его можно принять равным 0,6. Тогда длина трещины будет равна 17,2 м, но значения проницаемости пласта остаются также очень высокими. Принимая полученное значение  $x_f = 20$  м, вычислены безразмерные расстояния от скв. 389А до скв. 8265, 28742 и 18826, равные 27,8; 29,0 и 26,8 соответственно. Эти значения намного превышают значения, для которых составлены палетки. Тем не менее, используя безразмерные расстояния и соответствующие эталонные кривые для максимального значения  $r_D=2$ , проведено сопоставление давлений для скв. 8265. Это показано на рис. 5.

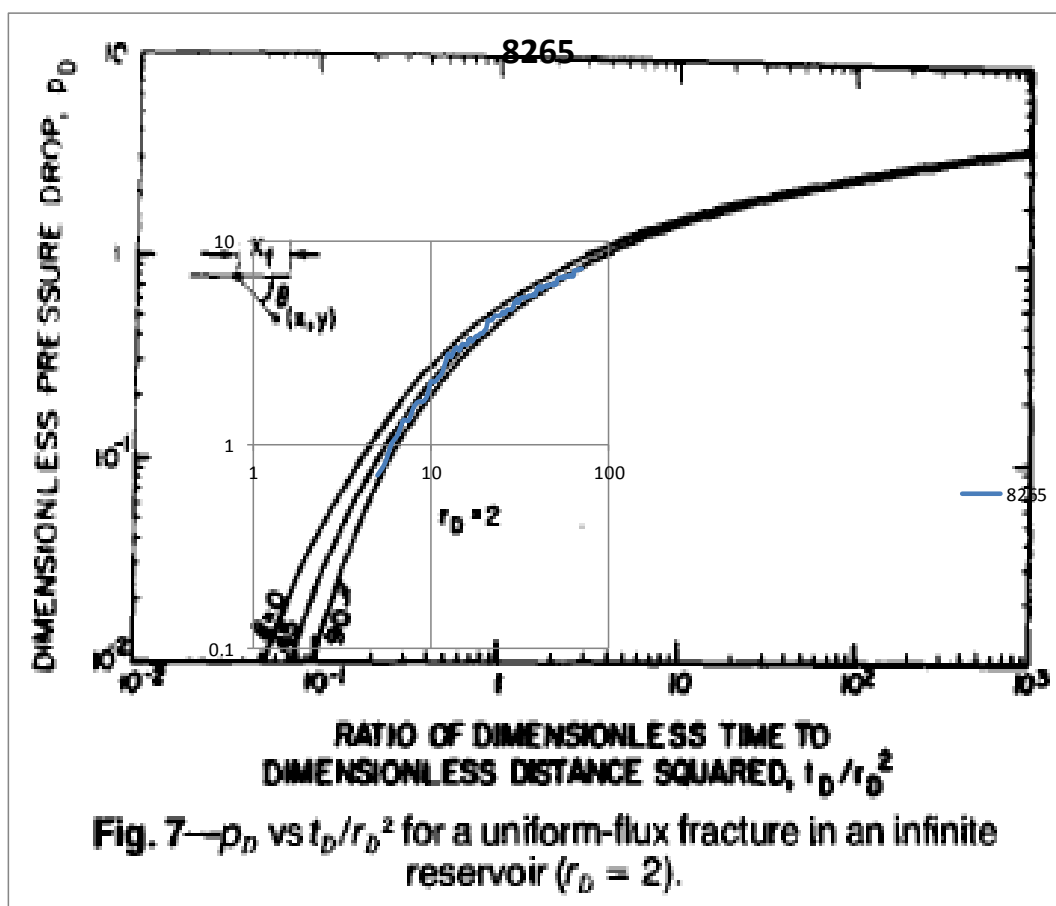


Рис. 5. Сопоставление фактической кривой для скв. 8265 с палеточными кривыми

Фактическая кривая хорошо ложится на палеточные, что говорит в пользу того, что длина трещины значительно больше длины, найденной по некачественным данным. Учитывая, что масса закачанного проппанта

составила 20 т, а геля закачено  $125 \text{ м}^3$ , есть все основания предполагать, что полудлина трещины оказалась близка к 100 м. Тогда безразмерное расстояние до наблюдательной скважины будет около 5. Это уже близко к палеточному значению, однако все равно велико, чтобы дать надежную оценку азимута трещины. Угол ориентации трещины по палетке определить затруднительно вследствие очень малой дифференциации между кривыми. На наш взгляд, угол находится в пределах  $45-60^\circ$ .

Информации по одной наблюдательной скважине, как уже говорилось, недостаточно для определения полной ориентации трещины, поскольку имеются два возможных положения плоскости трещины по отношению к линии, соединяющей обрабатываемую и наблюдательную скважину. Чтобы полностью определить ориентацию трещины, требуются данные давления еще по одной скважине. Зная оба этих угла, ориентация трещины может быть установлена однозначно. Поскольку в нашем случае результат очень приближенный, такое сопоставление не проводилось.

При работе с палетками очень важно правильно синхронизировать записи давления. Для этого важно знать дату и астрономическое время событий при ГРП: начало и прекращение закачки, прекращение записи давления, а для наблюдательных скважин дату и астрономическое время начала записи, максимума и минимума давления. Простой отсчет времени от нуля не годится. При плохой синхронизации фактические кривые не ложатся на палетки, и интерпретация становится невозможной.

Следует упомянуть еще один момент. В этом примере значения  $r_D$  были вычислены, используя данные давления по скважине с гидроразрывом. Однако если таких данных нет, то  $r_D$  будет параметром, и поэтому следует использовать все эталонные кривые, представленные Юрайтом, чтобы найти палетку, на которой достигается лучшее сопоставление измеренных давлений в наблюдательных скважинах.

## Выводы

1. Наиболее применима для определения азимута гидравлически созданной трещины методика Юрайта. Для ее применения необходимо регистрировать спад давления после закачки жидкости разрыва. Во всех других методиках фактически определяется анизотропия проницаемости пласта, возникшая после появления трещины.
2. Расстояние до наблюдательных скважин не должно превышать удвоенную длину трещины. В противном случае поток жидкости в пласте выглядит как псевдорadiaльный и не зависит от азимута трещины.
3. Этот факт еще раз подтверждает обоснованность расчета продуктивности скважин после ГРП с использованием скин-фактора, когда расстояние до контура питания или окружающих скважин велико по сравнению с длиной трещины. Достаточна разница в 2-5 раз.
4. В методиках Елкинса и Скова, Пирса и др. замеры давления следует проводить как до проведения ГРП, так и после него. Фактически дело сводится к выполнению полного комплекса гидродинамических исследований.
5. При исследованиях подобного рода необходимо использовать глубинные манометры, а не волномеры. Кроме того, необходимы качественная запись спада давления после ГРП и уверенное значение *ISIP* (давление в момент остановки закачки).

## Список литературы

1. L.F. Elkins and A.M. Skov. Determination of Fracture Orientation from Pressure Interference. Transactions of the AIME, 1960. – vol. 219, p. 301-304.
2. A.E. Pierce, S. Vela and K.T. Koonce. Determination of the Compass Orientation and Length of Hydraulic Fractures by Pulse Testing // Journal of Petroleum Technology. – 1975. - December. – P. 1433-1438.

3. A. Uraiet, R. Raghavan and G.W. Thomas. Determination of the Compass Orientation of a Vertical Fracture by Interference Tests // Journal of Petroleum Technology. – January, 1977. – p. 73-80.
4. H. Cinco-L. and F. Samaniego-V. Determination of the Orientation of a Finite Conductivity Vertical Fracture by Transient Pressure Analysis. SPE 6750, presented at the 52<sup>th</sup> Annual Meeting of the Society of Petroleum Engineers, held in Denver, CO, October, 1977.
5. E.O. Abobise and D. Tiab. Determining Fracture Orientation and Formation Permeability From Pulse Testing. SPE 11027, presented at the 57<sup>th</sup> Annual Meeting of the Society of Petroleum Engineers, held in New Orleans, LA, September, 1982.
6. K.H. Frohne and C.A. Komar. Offset Well Test: An Engineering Study of Devonian Shale Production Characteristics. Intersociety Energy Conversion Engineering Conference, held at Los Angeles, CA, August 1982, 829177.
7. K.H. Frohne and J.C. Mercer. Fractured Shale Gas Reservoir Performance Study – An Offset Well Interference Field Test // Journal of Petroleum Technology. - vol. 36, No. 2 (SPE 11224), p. 291-300, February 1984.
8. J.P. Sarda. Well-Linking by Hydraulic Fracturing: Problem of Hydraulic Fracture Orientation. Bull. Soc. Geol. (France). 26:5:827-831, (1984).
9. D.S. Oliver. Pressure Transients Caused By Fracturing. SPE 12735, presented at the SPE California Regional Meeting, held in Long Beach, CA, April, 1984.
10. Gringarten A.C., Ramey H.J., Raghavan R. Applied Pressure Analysis for Fractured Wells. // Journal of Petroleum Technology. – 1975. – July. – p. 887-892. Trans., AIME. – Vol. 259.
11. Gringarten A.C., Ramey H.J., Raghavan R. Unsteady-State Pressure Distributions Created by a Well With a Single Infinite-Conductivity Vertical Fracture. SPE J. – 1974. – August. – p. 347-360. Trans., AIME. – Vol. 257.
12. Насыбуллина, С.В. Интерпретация данных гидродинамических исследований в скважинах с трещинами гидроразрыва / С.В. Насыбуллина, О.В. Салимов // Бурение и нефть. – 2008. – № 7-8. – С.54-57.
13. Хисамов, Р.С. Моделирование разработки нефтяных месторождений / Р.С. Хисамов, А.В. Насыбуллин. – М.: ВНИИОЭНГ, 2008. – 255 с.

### **Сведения об авторах**

*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

*Салимов Олег Вячеславович*, кандидат технических наук, заведующий, лаборатория исследования и сопровождения гидравлического разрыва пласта, отдел эксплуатации и ремонта скважин, институт «ТатНИПИнефть» ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация

E-mail: sov@tatnipi.ru

*Насыбуллин Арслан Валерьевич*, доктор технических наук, начальник, отдел развития информационных технологий и моделирования пластовых систем, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация

E-mail: arslan@tatnipi.ru

*Таипова Венера Асгатовна*, главный геолог — заместитель начальника, НГДУ «Азнакаевскнефть» ПАО «Татнефть», г. Азнакаево, Республика Татарстан, Российская Федерация

E-mail: taipovava@tatneft.ru

### **Authors**

*V.G. Salimov*, PhD, Head of Subsurface Geology Group, Volga-Kama Regional Branch of the Russian Academy of Natural Sciences

E-mail: salimov@tatnipi.ru

*O. V. Salimov*, PhD, Chief of Hydrofrac Research Laboratory, Well Operation and Workover Department, TatNIPIneft—PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russia

E-mail: sov@tatnipi.ru

*A.V. Nasybullin*, Dr.Sc, Head of IT and Reservoir Simulation Department, TatNIPIneft—PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russia

E-mail: arslan@tatnipi.ru

*V.A. Taipova*, Chief Geologist – Deputy Head of AZNAKAEVSKNEFT NGDU, PJSC TATNEFT, Aznakaev, Republic of Tatarstan, Russia

E-mail: taipovava@tatneft.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**