

2.8.4.
УДК 622.234.573
DOI

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ
И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ТЕХНИЧЕСКИЕ НАУКИ)
10.37493/2308-4758.2023.4.9

Керимов А-Г.Г.,
Керимова Е.Г.,
Бекетов С.Б.,
Гулькина Т.А.,
Копченков В.Г.

Северо-Кавказский федеральный университет,
г. Ставрополь,
Россия

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

Введение.

Отсутствие возможности точного прогноза градиента гидро-разрыва пласта (ГРП) приводит порой к катастрофическим последствиям, например, к раскрытию естественных трещин не в запланированном объекте, вследствие чего возникали весьма дорогостоящие проблемы при строительстве скважины. Градиент гидроразрыва является чрезвычайно важным параметром, требующим учета при проектировании проводки скважины.

Материалы и методы
исследований.

Для моделирования ГРП часто используют лабораторные комплексы, где выполняются экспериментальные исследования образцов горных пород, отобранных в скважине. В статье представляется схема для определения скорости распространения продольных и поперечных волн в лабораторных условиях с целью расчета коэффициента Пуассона.

Результаты исследований

и их обсуждение.

Система работает путем возбуждения ультразвуковой акустической волны в торце образца керна цилиндрической формы с последующей регистрацией времени прихода волн в окончание торца керна. Если известна длина образца керна, рассчитываются скорости продольной и поперечной волн. Скорость равна отношению длины образца ко времени прихода волны в противоположный торец образца. Однако зачастую образцы керна, отобранные из скважины, в которой планируется выполнять ГРП, не всегда бывают представительными, часто на практике имеет место низкий процент отбора керна. В статье приводится методика расчета некоторых исходных параметров для моделирования гидроразрыва пласта, основанная на промыслово-геофизичес-

ких данных. Расчет включает в себя применение комплексного анализа данных геофизических исследований скважин методом широкополосного акустического каротажа (АКШ) и результатов численных расчетов физико-механических свойств горных пород.

Выводы.

Получаемая информация позволяет оперативно и качественно выполнять необходимые расчет прочностных свойств стенок скважины, качественно выполнять ГРП, практически в масштабе реального времени определять характеристики упругой среды, а также проектировать другие технологические процессы с использованием фундаментальных законов подземной гидродинамики и анализа результатов геолого-промысловых исследований. Следует отметить, что в случае отсутствия каротажного материала методом АКШ предлагается использовать данные стандартного акустического каротажа, выполнение которого регламентировано во всех скважинах при их строительстве, и посредством его выполнять расчет скорости пробега поперечной волны основываясь на табличных значениях скоростей продольной и поперечной волн в горных породах.

Ключевые слова: градиент давления гидроразрыва пласта, коэффициент Пуассона, широкополосный акустический каротаж

Kerimov A-G.G., North-Caucasus Federal University,
Kerimova E.G., Stavropol,
Beketov S.B., Russia
Gunkina T.A.,
Kopchenkov V.G.

Method for Calculating Parameters of Mechanical Properties of Rocks for Simulation of Hydraulic Fracturing

Introduction.

The inability to accurately predict the hydraulic fracturing gradient (fracking) occasionally leads to catastrophic consequences, for example, to the disclosure of natural cracks in the object, which was not planned. It results in very expensive problems during the construction of the well. The hydraulic fracturing gradient is an extremely important parameter that needs to be taken into account when designing the well wiring.

Materials and research

methods.

To simulate hydraulic fracturing, laboratory complexes are often used, where experimental studies of rock samples taken in the well are carried out. The article presents a scheme for determining the propagation velocity of longitudinal and transverse waves in laboratory conditions in order to calculate the Poisson's ratio.

Research results and their

discussion.

The system works by exciting an ultrasonic acoustic wave at the end of a cylindrical core sample, followed by recording the arrival times of waves at the end of the core end. Knowing the length of the core sample, the velocities of the longitudinal and transverse waves are calculated. The velocity is equal to the ratio of the length of the sample to the time of arrival of the wave at the opposite end of the sample. However, often core samples taken from the well in which it is planned to perform hydraulic fracturing are not always representative, often in practice there is a low percentage of core sampling. The article presents a method for calculating some initial parameters for modeling hydraulic fracturing, based on field and geophysical data. The calculation includes the application of a comprehensive analysis of the data of geophysical studies of wells by broadband acoustic logging and the results of numerical calculations of the physical and mechanical properties of rocks.

Conclusions.

The information obtained allows one to quickly and efficiently perform the necessary calculation of the strength properties of the walls of the well, perform hydraulic fracturing efficiently, determine the characteristics of the elastic medium practically on a real-time scale, as well as design other technological processes using the fundamental laws of underground hydrodynamics and analysis of the results of geological and field studies. It should be noted that in the absence of logging material by the broadband acoustic logging method, it is proposed to use the data of standard acoustic logging, the implementation of which is regulated in all wells during their construction, and through it to calculate the speed of the transverse wave run based on tabular values of the velocities of longitudinal and transverse waves in rocks.

Keywords:

hydraulic fracturing pressure gradient, Poisson's ratio, broadband acoustic logging

Введение

В отечественной и зарубежной литературе отмечается большое количество публикаций по проблемам моделирования гидроразрыва пласта (ГРП) [3, 4]. При моделировании анизотропной слоистой структуры различными способами большинства элементов возможно создать имитационную модель максимально приближенную к реалистической [1, 2]. В этом случае на основе анализа геологической неоднородной структуры представляется возможным получать информацию для построения геомеханической модели [8, 9, 10].

ГРП широко применяется на практике более 50 лет для интенсификации добычи природного газа и нефти из разнообразных пород-коллекторов [5, 6]. В течение многих лет спорным оставался вопрос о значении градиента гидроразрыва при формировании трещин в горных породах. Отсутствие возможности точного прогноза градиента гидроразрыва пласта приводило порой к катастрофическим последствиям, например, к раскрытию естественных трещин не в запланированном объекте, в следствие чего возникали весьма дорогостоящие проблемы при бурении скважины, в частности, поглощения бурового раствора. Превышение репрессии на пласт создает перепад давлений, сопровождающийся растрескиванием вскрытой скважиной части пласта-коллектора, которое приводит к поглощению бурового раствора. Поэтому градиент гидроразрыва является чрезвычайно важным параметром, требующим учета при проектировании проводки скважины.

Оптимизация процесса ГРП означает снижение капитальных вложений для определенных геолого-промысловых условий на основе рекомендованных обоснованных технологий в результате прикладных исследований не только прямыми методами (исследование характеристик керна), но и всего спектра косвенных методов исследований геологического разреза [11, 12, 13]. Основной задачей исследования является предоставление заказчику достоверных выводов по результатам комплексных геолого-промысловых исследований.

Материалы и методы исследований

Для моделирования ГРП часто используют лабораторные комплексы, где выполняются экспериментальные исследования образцов горных пород, отобранных в скважине. Однако зачастую образцы керна, отобранные из скважины, в которой планируется выполнять ГРП, не всегда бывают представительными, часто на практике имеет место низкий процент отбора керна, например, в трещиноватых породах. К тому же не все скважины бурятся с отбором керна. Отмечаются случаи, когда результаты, полученные по итогам лабораторных исследований керна по одной скважине переносятся на остальные скважины без учета изменения геологической среды по площади или разрезу, например, не учитываются фациальная изменчивость, минеральный состав и другие параметры горной породы в соседних скважинах.

Необходимую информацию, предназначенную для качественного выполнения моделирования ГРП, возможно получить по данным акустического каротажа широкополосного (АКШ) или стандартного акустического каротажа, если имеется информация о литологии горных пород. В этом случае рассчитывается модуль Юнга и коэффициент Пуассона по всему вскрытому геологическому разрезу, при этом получаемые значения будут более объективными в отличие от результатов исследований, выполняемых на керне, так как исследования каротажными выполняются непосредственно в интервале естественного залегания горных пород, т.е. данные получены в реальных термобарических условиях залегания пластов-коллекторов.

Для характеристики упругой среды используются различные параметры: модуль Юнга E – характеризует способность геологического объекта сопротивляться деформациям растяжения или сжатия; модуль сдвига G – величина, определяющая способность горной породы сопротивляться изменению формы при сохранении объема; коэффициент Пуассона ν – упругая константа, величина отношения относительного поперечного сжатия к относительному продольному растяжению пород. При моделировании ГРП коэффициент Пуассона используют для расчета величины минимального горизонтального напряжения, модуль Юнга – для расчета ширины раскрытия трещины.

Каждый из указанных параметров выражается соответствующей формулой через значения скоростей продольных и поперечных волн [7]:

$$\nu = \frac{V_P^2 - 2V_S^2}{2(V_P^2 - V_S^2)}, \quad (1)$$

где ν – коэффициент Пуассона;
 V_P – скорость распространения продольной волны;
 V_S – скорость распространения поперечной волны.

$$E = \frac{\nu V_S^2 (3V_P^2 - 4V_S^2)}{(V_P^2 - V_S^2)}, \quad (2)$$

где E – модуль Юнга.

$$G = \nu V_S^2, \quad (3)$$

где G – модуль сдвига.

Прежде чем выполнить расчет параметров для моделирования ГРП, рассмотрим последовательность получения информации, характеризующей упругие константы при выполнении лабораторных исследований на образцах керн с использованием лабораторного комплекса экспериментального моделирования. С целью изучения упругих характеристик керн в лаборатории выполняют анализ кинематических характеристик ультразвуковых волн, используя генератор ультразвуковой частоты и высокочастотный осциллограф (рис. 1).

После возбуждения ультразвуковой акустической волны в торце образца керн цилиндрической формы регистрируются времена прихода (пробега) волн в окончание торца керн. При знании длины образца керн рассчитываются скорости продольной волны при возбуждении продольной волны и скорость поперечной волны при возбуждении поперечной волны. волн. Скорость равна отношению длины образца ко времени прихода волны в противоположный торец образца.

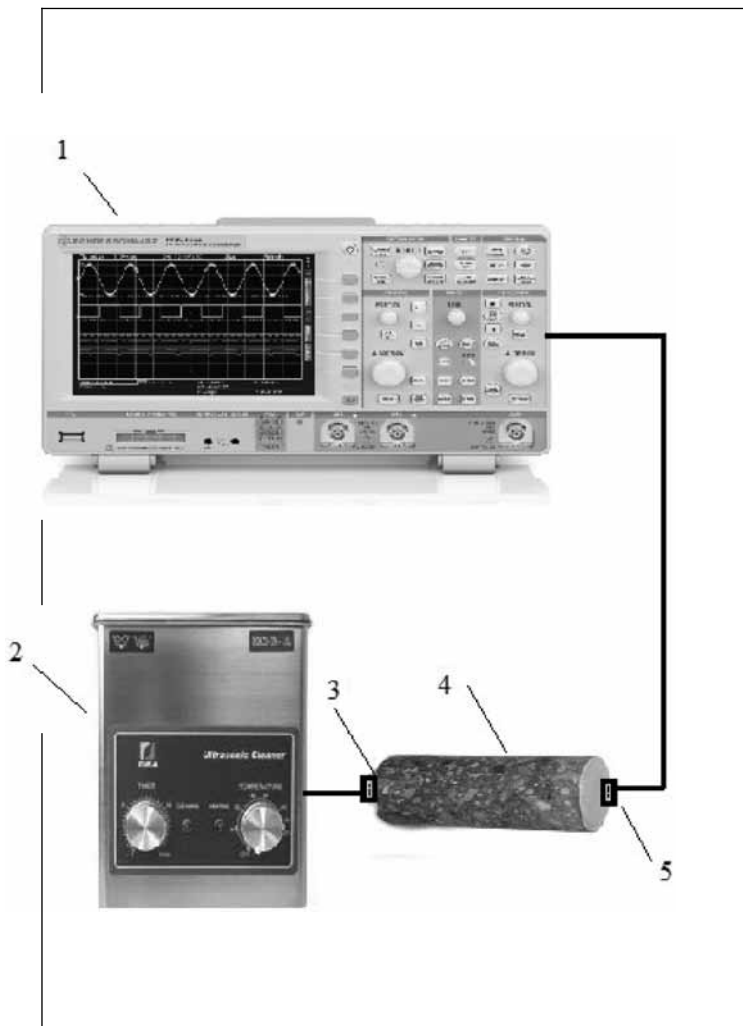


Рисунок 1.

Схема для определения скорости распространения продольных и поперечных волн в лабораторных условиях:
 1 – осциллограф прибор для измерения интервального времени ΔT ,
 2 – генератор импульсов,
 3 – излучатель,
 4 – образец керна,
 5 – приемник.

Figure 1. Scheme for determining the propagation velocity of longitudinal and transverse waves in laboratory conditions:

1 – oscilloscope device for measuring the interval time ΔT ,
 2 – pulse generator,
 3 – emitter,
 4 – core sample,
 5 – receiver.

В скважинных условиях применяется аналогичная технология непрерывного измерения интервальных времен по стволу скважины по методу АКШ. В этом случае представляется возможность оперативного получения информации о скоростях продольных и поперечных волн по разрезу. Дополняя эту информацию значениями плотности горных пород по данным гамма-гамма каротажа, представляется возможным рассчитывать механические свойства горных пород, информацию необходимую для качественного моделирования ГРП.

Результаты исследований и их обсуждение

На примере одной из скважин, геологический разрез которой представлен глинистыми трещиноватыми породами-коллекторами, описываются алгоритмы расчета некоторых параметров необходимых для качественного моделирования ГРП. Расчет выполнялся по данным стандартного АК по кинематической характеристике продольной волны с учетом данных полученных при расчленении геологического разреза по литологии гамма-каротажом (ГК) (рис. 2).

По данным стандартного акустического каротажа, выполнение которого регламентировано во всех скважинах при их строительстве, был произведен расчет скорости пробега поперечной волны основываясь на табличных значениях скоростей продольной и поперечной волн в горных породах (табл. 1). Известно, что скорости продольных волн всегда больше скоростей поперечных. В среднем для горных пород отношение $V_p/V_s = 1,73$ [7]. Однако, имея данные по литологии и табличные значения скоростей продольной и поперечной волн в горных породах отдельно, выполняем расчет скорости поперечной волны с учетом литологии и среднего геометрического значения табличного диапазона скоростей продольной волны.

Среднее геометрическое значение скорости продольной волны в глинистых породах изучаемого разреза составляет – 2569 м/с, среднее геометрическое скорости поперечной волны – 1691 м/с. Для изучаемых глинистых пород отношение скоростей V_p/V_s равняется **1,52**. В аргиллите отношение скоростей V_p/V_s равняется **1,55**. В известняке отношение скоростей V_p/V_s равняется **1,89**.

Таблица 1.

СКОРОСТИ ПРОДОЛЬНОЙ И ПОПЕРЕЧНОЙ ВОЛН В ГОРНЫХ ПОРОДАХ, М/С

Table 1. Velocity of longitudinal and transverse waves in rocks, m/s

Порода	V_p , м/с	V_s , м/с
Воздух (газ)	335	—
Вода (пластовая)	1490–1880	—
Нефть	1050–1400	—
Габбро	6400–7200	3700–4250
Гранит	5700–6500	3350–3800
Песчаники	3000–5300	2000–3500
Глины	2000–3300	1300–2200
Аргиллиты	3300–4500	2200–2800
Известняки	2600–7100	1400–3700
Доломиты	3000–7900	1550–4150
Ангидриты	5300–6100	2900–3400
Угли	1000–3000	700–2000
Железо	5850	3230
Алюминий	6210	3080
Лед	3000–4000	

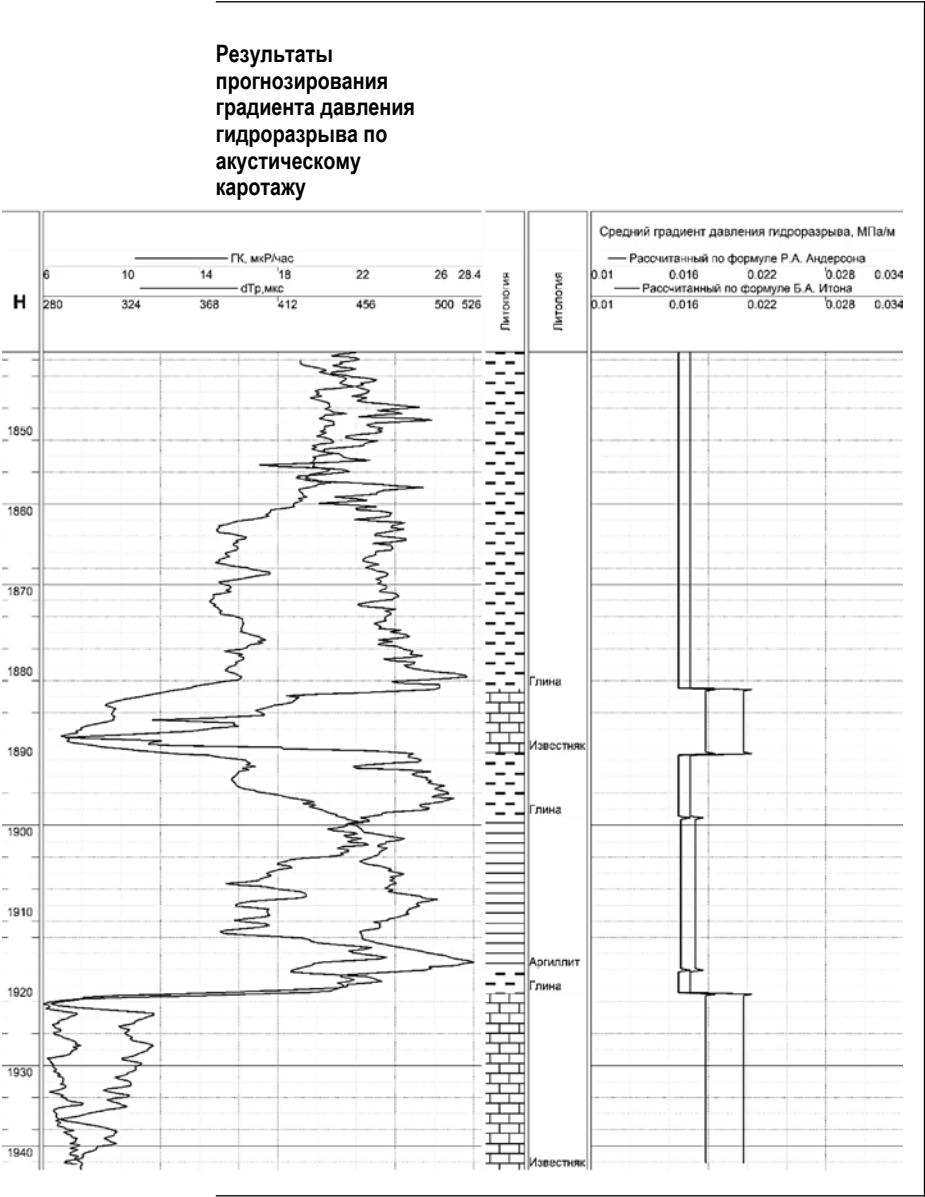


Рисунок 2. Результаты расчленения геологического разреза по кривым гамма каротажа и временной кривой интервального времени акустического каротажа (слева). Линии, отражающие градиент давления гидроразрыва пласта для пород разной литологии, полученные по данным АК (справа).

Figure 2. Results of subdivision of the geological section according to the curves of gamma ray logging and the time curve of the interval time of acoustic logging (left). Lines reflecting the hydraulic fracturing pressure gradient for rocks of different lithologies, obtained from AK data (right).

Имея кривую интервального времени пробега продольной волны ΔT по данным АК выполняем расчет скорости продольной волны $V_P = 1/\Delta T$, а затем рассчитываем скорость поперечной волны применяя полученные переводные коэффициенты, рассчитанные из отношения скоростей V_P/V_S для горных пород различной литологии.

По значениям скоростей обеих волн выполняем расчет коэффициента Пуассона. Формула представлена на языке ГеоСи. Формула ГеоСи соответствует функции в языке С и С++:

```
formula 1 (*Puas) (*Vp, *Vs)
{
*Puas = (*Vp^2-2*(*Vs^2))/(2*(*Vp^2)-2*(*Vs^2));
}
```

Получаем кривую коэффициента Пуассона в интересующем нас интервале.

В практике проводимых работ по ГРП наиболее известной формулой, выражающей градиент давления гидроразрыва через коэффициента Пуассона, является формула Б.А. Итона [15]:

$$\rho_{грп} = \frac{P_{пл}}{L} + \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) \frac{P_{геост} - P_{пл}}{L}, \quad (4)$$

где $\rho_{грп}$ — градиент гидроразрыва пласта, МПа/м;
 $P_{пл}$ — пластовое давление, МПа;
 L — глубина залегания объекта, м;
 ν — коэффициент Пуассона;
 $P_{геост}$ — геостатическое давление, МПа.

В формуле имеется параметр, описывающий геостатическое давление $P_{геост}$. Для изучаемого нефтенасыщенного объекта плотностью 2300 кг/м^3 (средняя плотность геологического объекта, располагающегося на глубине 1900 м), при первичном вскрытии с промывкой буровым раствором плотностью $\rho_{ж} = 1500 \text{ кг/м}^3$ (дела скв. № 1, 2, 9, 18 и др.) геостатическое давление рассчитывалось по формуле 5:

$$P_{геост} = \rho_n \cdot g \cdot H = 2300 \cdot 9,8 \cdot 1900 = 42,8 \text{ МПа} \quad (5)$$

Для рассматриваемого объекта с учетом полученных значений в виде кривой коэффициента Пуассона в интервале исследований, пластового давления равного 30 МПа, при глубине залегания объекта – 1900 метров и геостатическом давлении равном 42,8 МПа формула Б.А. Итона будет выглядеть следующим образом. Формула представлена на языке ГеоСи:

```
formula 2 (*GRPur) (*Puas)
{
*GRPur=30/1900+(*Puas/(1-*Puas))*(42.8-30)/1900;
}
```

Другой известный метод прогнозирования давления гидроразрыва пласта – метод Р.А. Андерсона [14] выражается следующей формулой:

$$\rho_{грп} = \frac{2\nu}{1-\nu} \cdot \frac{P_{геост}}{L} + \frac{1-3\nu}{1-\nu} \cdot \frac{P_{пл}}{L}, \quad (6)$$

Для изучаемого объекта с учетом вышеописанных констант формула Р.А. Андерсона выглядит следующим образом. Формула представлена на языке ГеоСи:

```
formula 3 (*Pgrpa) (*Puas)
{
*Pgrpa = 2*(*Puas)/(1-*Puas) * 42,8/1900 + (1-3*(*Puas))/
/ (1-*Puas)*30/1900;
}
```

Расчеты, выполненные по формуле Б.А. Итона:

Средний градиент давления гидроразрыва глинистого пласта:

$$\rho_{грп} = 0,0167 \text{ МПа/м на глубине } L - 1900 \text{ м.}$$

Давление гидроразрыва в интервале залегания глин:

$$P_{ГРП} = \rho_{грп} \cdot L = 0,016 \cdot 1900 = 31,7 \text{ МПа.}$$

Максимальная плотность бурового раствора в глинах:

$$\rho = 10^6 \cdot P_{ГРП} / 9,8 \cdot L = 10^6 \cdot 32,2 / 9,8 \cdot 1900 = 1702 \text{ кг/м}^3.$$

Средний градиент давления гидроразрыва в интервале залегания аргиллита:

$$\rho_{грп} = 0,0169 \text{ МПа/м.}$$

Давление гидроразрыва в интервале залегания аргиллита:

$$P_{ГРП} = \rho_{грп} \cdot L = 0,0169 \cdot 1900 = 32,1 \text{ МПа.}$$

Максимальная плотность бурового раствора в аргиллитах:

$$\rho = 10^6 \cdot P_{ГРП} / 9,8 \cdot L = 10^6 \cdot 32,1 / 9,8 \cdot 1900 = 1723 \text{ кг/м}^3.$$

Средний градиент давления гидроразрыва в интервале залегания известняка:

$$\rho_{грп} = 0.0188 \text{ МПа/м.}$$

Давление гидроразрыва в интервале залегания известняка:

$$P_{ГРП} = \rho_{грп} \cdot L = 0.0188 \cdot 1900 = 35,7 \text{ МПа.}$$

Максимальная плотность бурового раствора в известняках:

$$\rho = 10^6 \cdot P_{ГРП} / 9,8 \cdot L = 10^6 \cdot 35,7 / 9,8 \cdot 1900 = 1918 \text{ кг/м}^3.$$

Сравнивая градиент давления гидроразрыва, рассчитанный двумя методами, отмечаем, что различие в показателях по формуле Б.А. Итона и Р.А. Андерсона составляет для глин 0,0009, аргиллита 0,0011, для известняка 0,0029 МПа/м.

Таким образом, на сводном планшете после выполненных расчетов представлены следующие кривые: кривая ГК и кривая интервального времени пробега продольной волны, а также линия среднего градиента давления гидроразрыва пласта, рассчитанная по формуле Б.А. Итона, и линия среднего градиента давления гидроразрыва пласта, рассчитанная по формуле Р.А. Андерсона.

Выводы

1. Расчетные константы, характеризующие параметры упругой среды, были получены на основе преобразования кривой скорости продольной волны стандартного АК с учетом литологии пород. Полученные величины позволяют рассчитать некоторые необходимые параметры для моделирования ГРП.
2. Предлагаемая методика расчета основных параметров, применяемых при моделировании ГРП, существенно выигрышная по времени и стоимости работ.
3. Расчетные параметры базируются на данных, получаемых в интервале планируемого ГРП при фактических значениях давления и температуры, поэтому расчетные параметры будут дифференцированы по разрезу и будут иметь относительно высокую достоверность.

Библиографический список

1. Александров С.И., Бандов В.П., Гогоненков Г.Н. Контроль геометрии гидроразрыва пласта при помощи скважинного микросейсмического мониторинга / Технологические риски и факторы успеха // Геофизика. 2010. №1. С. 23–28.
2. Алексеенко О.П., Вайсман А.М. Развитие трещины гидроразрыва с постоянной скоростью // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. 1998. №4. С. 14–20, 122.
3. Каневская Р.Д. Зарубежный и отечественный опыт применения гидроразрыва пласта. М.: ВНИИОЭНГ, 1998. 37 с.
4. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. М.: Недра, 1999. 212 с.
5. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Интенсификация добычи вязкой нефти из карбонатных коллекторов. М.: Недра. 1994. С. 118–120, 132–134.
6. Нифантов В.И., Джафаров К.И., Середа Н.Е., Малышев С.В. Выбор технологии интенсификации притока газа // Материалы НТС «Проведение работ по капитальному ре-

- монту скважин на объектах добычи ОАО «Газпром». М., 2007. С. 68–73.
7. Огильви А. А. Основы инженерной геофизики. М.: Недра, 1990. 502 с.
 8. Попов А.Н. Прочностные расчёты стенок скважины в пористых горных породах. Уфа: УГНТУ, 2001. 72 с.
 9. Попов А.Н., Головкина Н.Н. Прочностные расчеты стенок скважины в пористых горных породах: учебное пособие для студентов вузов. Уфа: Изд. УГНТУ, 2001. 71 с.
 10. Сова В.Э., Сова Э.В., Титоров М.Ю. Петрофизическая модель насыщения глинистых коллекторов Журавско-Воробьевской зоны нефтегазоаккумуляции Ставропольского края // Нефтегазовое дело. Уфа: ФГБОУ ВО УГНТУ, 2016. Том 14. №3. С. 31–39.
 11. Шамов Н.А., Акчурин Х.И. Технология виброобработки как средство восстановления коллекторских свойств призабойной зоны пласта. // Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. 2000. №8–9. С. 25–32.
 12. Экономидес М., Олини Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта. От теории к практике. М.–Ижевск, Изд. «Институт компьютерных исследований», 2007. 236 с.
 13. Экономидес М., Олайни Р., Вальк П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта. Алвин, шт. Техас, США, 2002. Пер. Углов. М., 2004. 194 с.
 14. Anderson R.A., Ingram D.S., Zanier A.M. Determining fracture pressure gradients from well logs. J. Pet. Technol. 1973. No. 25 (11). 1259–1268. <https://doi.org/10.2118/4135-pa>
 15. Eaton B. A., Fracture gradient prediction and its application in oilfield operations. Journal of Petroleum Technology. 1969. No. 10. P. 1353–1360.

References

1. Alexandrov S.I., Bandov V.P., Gogonenkov G.N. Checking the geometry of hydraulic fracturing using a downhole microseismic Diptych. Technological risks and success factors. Geophysics. 2010. No. 1. P. 23–28 (In Russ.).
2. Alekseenko O.P., Weissman A.M. Development of hydraulic fracturing cracks at a constant rate. Physical and technical problems of mineral development. 1998. No. 4. P. 14–20, 122 (In Russ.).

3. Kanevskaya R.D. Foreign and domestic experience in the use of hydraulic fracturing. M.: VNIIOENG, 1998. 37 p. (In Russ.).
4. Kanevskaya R.D. Development of mathematical modeling of an oil and gas birthplace using hydraulic fracturing. M.: Nedra, 1999. 212 p. (In Russ.).
5. Kudinov V.I., Suchkov B.M. Intensification of viscous oil production from carbonate reservoirs. M.: Nedra. 1994. P. 118–120, 132–134 (In Russ.).
6. Nifantov V.I., Jafarov K.I., Sereda N.E., Malyshev S.V. Choice of technology for gas influx intensification. Materials of the Scientific and Technical Council “Carrying out work on major repairs of wells at production facilities of OJSC Gazprom.” M., 2007. P. 68–73 (In Russ.).
7. Ogilvy A.A. Fundamentals of engineering geophysics. M.: Nedra, 1990. 502 p. (In Russ.).
8. Popov A.N. Strength calculations of borehole walls in porous rocks. Ufa: UGNTU, 2001. 72 p. (In Russ.).
9. Popov A.N., Golovkin N.N. Strength calculations of borehole walls in porous rocks: Textbook for university students. Ufa: Publishing house USPTU, 2001. 71 p. (In Russ.).
10. Sova, V.E., Sova E.V., Titorov M.Yu. Petrophysical model of saturation of clayey reservoirs of the Zhuravsko-Vorobevskaya oil and gas accumulation zone of the Stavropol Territory. Oil and Gas Business. Ufa: Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education USPTU, 2016. Vol. 14. No. 3. P. 31–39 (In Russ.).
11. Shamov N.A., Akchurin Kh.I. Vibration treatment technology as a means of restoring the reservoir properties of the near-wellbore formation zone. Geology, drilling, development and operation of gas and gas condensate fields. 2000. No. 8–9. P. 25–32 (In Russ.).
12. Economides M., Olani R., Valko P. Unified design of hydraulic fracturing. From theory to practice. Moscow-Izhevsk, Publishing house. “Institute of Computer Research”, 2007. 236 p. (In Russ.).
13. Economidis M., Olani R., Valko P. Unified design of hydraulic fracturing. Alvin, pc. Texas, USA, 2002. Trans. Uglov. M., 2004. 194 p. (In Russ.).
14. Anderson R.A., Ingram D.S., Zanier A.M. Determining fracture pressure gradients from well logs. J. Pet. Technol. 1973, No. 25 (11): 1259–1268. doi:10.2118/4135-pa
15. Eaton B.A., Fracture gradient prediction and its application in

oilfield operations: Journal of Petroleum Technology, 1969,
No. 10: 1353–1360.

Статья поступила в редакцию 31.08.2023;
одобрена после рецензирования 25.09.2023;
принята к публикации 31.10.2023.

The article was submitted to the editorial office 31.08.2023;
the article was approved after reviewing 25.09.2023;
the article was accepted for publication 31.10.2023.

Информация об авторах

Керимов Абдул-Гапур Гусейнович, доктор технических наук, доцент, заведующий кафедрой нефтегазовой геофизики, Северо-Кавказский федеральный университет, Scopus ID: 56872657000. E-mail: akerimov@ncfu.ru

Керимова Елизавета Гапуровна, ассистент кафедры нефтегазовой геофизики, Северо-Кавказский федеральный университет, Scopus ID: 57220025188.
E-mail: elizavetakerimova11@gmail.com

Бекетов Сергей Борисович, доктор технических наук, профессор кафедры нефтегазовой геофизики, Северо-Кавказский федеральный университет, Scopus ID: 56616900400.
E-mail: bsb.gt.fin@rambler.ru

Гунькина Татьяна Александровна, кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Северо-Кавказский Федеральный университет, Scopus ID: 57474914000. E-mail: tgunkina@ncfu.ru

Копченков Вячеслав Григорьевич, доктор технических наук, профессор, профессор кафедры технической эксплуатации автомобилей, Северо-Кавказский федеральный университет, Scopus ID: 6603271703.
E-mail: vkopchenkov@ncfu.ru

Information about the authors

Abdul-Gapur H. Kerimov, Doctor of Technical Sciences, Associate Professor, Head of the Department of Oil and Gas Geophysics, North-Caucasus Federal University, Scopus ID: 56872657000.
E-mail: akerimov@ncfu.ru

- Elizaveta G. Kerimova**, Assistant, Department of Petroleum Geophysics, North-Caucasus Federal University, Scopus ID: 57220025188. E-mail: elizavetakerimova11@gmail.com
- Sergey B. Beketov**, Doctor of Technical Sciences, Professor, Department of Petroleum Geophysics, North-Caucasus Federal University, Scopus ID: 56616900400. E-mail: bsb.gt.fin@rambler.ru
- Tatiana A. Gunkina**, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Head of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, North-Caucasus Federal University, Scopus ID: 57474914000. E-mail: tgunkina@ncfu.ru
- Vyacheslav G. Kopchenkov**, Doctor of Technical Sciences, Professor, Department of Technical Operation of Automobiles, North-Caucasus Federal University. Scopus ID: 6603271703. E-mail: vkopchenkov@ncfu.ru



Издательство Северо-Кавказского федерального университета. г. Ставрополь, ул. Пушкина, 1.

Корректор – М.И. Толмачев.
Компьютерная вёрстка – О.Г. Полевич.

Подписано в печать 12.12.2023 г. Выход в свет 20.12.2023 г.
Формат 70 × 108 1/16. Гарнитура Times New Roman. Бумага офсетная. Усл. печ. л. 20,65 Тираж 1000 экз. Цена 534 руб.

Отпечатано в Издательско-полиграфическом комплексе
ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский федеральный университет».
355029, г. Ставрополь, пр-т Кулакова, 2.