

УДК 622.276.66

ОЦЕНКА СООТВЕТСТВИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ КОМПЬЮТЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРИТОКА ЖИДКОСТИ К ТРЕЩИНЕ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА РЕАЛЬНЫМ ДАННЫМ

Ямкин Максим Александрович¹,
makson.yamkin@mail.ru

Сафиуллина Елена Улубековна¹,
safullinaeu@yandex.ru

¹ Санкт-Петербургский горный университет,
Россия, 199106, г. Санкт-Петербург, 21-я лин. В.О., 2.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью точного расчета параметров гидроразрыва пласта, который все чаще применяется в настоящее время в качестве метода интенсификации притока, а также как метод увеличения нефтеотдачи в силу того, что все чаще запасы нефти и газа на различных месторождениях стали приурочиваться к трудноизвлекаемым. Поэтому для наиболее точной оценки эффективности гидроразрыва пласта необходимо подобрать модель, которая будет описывать гидроразрыв наиболее точно.

Цель данной исследовательской работы заключается в анализе основных одномерных моделей гидроразрыва пласта, оценке их сходимости с реальными данными и выявлении наиболее точной модели с использованием данных Ванкорского нефтегазового месторождения.

Объект: одномерные модели гидроразрыва пласта.

Методы: моделирование гидроразрыва пласта на языке программирования Python с последующей оценкой сходимости смоделированных данных с реальными данными, полученными с Ванкорского нефтегазового месторождения.

Результаты. В процессе исследования было показано, что наибольшей сходимостью среди основных одномерных моделей гидроразрыва пласта с использованием данных Ванкорского месторождения обладает радиальная модель гидроразрыва пласта. Модель PKN (Perkins and Kern and Nordgren) обладает сходимостью 60,3 %, модель KGD (Khristianovich and Zheltov and Geertsma and de-Klerk) обладает сходимостью 68,9 %, радиальная модель обладает сходимостью 78,2 %. Однако данные модели все же недостаточно точно описывают гидроразрыв пласта, поэтому целью дальнейших исследований является создание наиболее точной модели, описывающей гидроразрыв пласта, а также создание двух- и трехмерных моделей.

Вывод. В ходе проделанной работы было определено, что наибольшей сходимостью среди основных одномерных моделей гидроразрыва пласта обладает радиальная модель (сходимость 78,2 %).

Ключевые слова:

Приток нефти, гидроразрыв пласта, модель, PKN, KGD, радиальная модель, трещины гидроразрыва пласта.

Введение

В настоящее время все больше приобретает актуальность разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти [1]. Существует множество методов разработки данных месторождений с привлечением современных технологий. Из них наиболее широко применяется такая технология, как гидроразрыв пласта (ГРП) [1]. ГРП используется и в качестве метода интенсификации притока, и в качестве метода увеличения нефтеотдачи. Как метод увеличения нефтеотдачи ГРП используется для повышения коэффициента охвата, который в свою очередь повышает текущий коэффициент извлечения нефти путем создания дополнительных высокопроницаемых каналов, вводя в эксплуатацию те зоны, которые до проведения операции ГРП не могли быть задействованы при эксплуатации (трудноизвлекаемые запасы нефти) [2]. ГРП может, в том числе, использоваться и как метод интенсификации притока, положительно воздействуя на экономику проекта, так как из скважины с ГРП можно добыть нефть быстрее [2].

Однако, несмотря на все положительные стороны ГРП, существуют также и отрицательные. Так, при неправильном проектировании трещины гидроразрыва пласта вероятно загрязнение призабойной зоны пласта (ПЗП), что приводит к закупориванию каналов,

по которым может фильтроваться флюид, что будет негативно сказываться на дебите скважины, на которой проводили ГРП [2]. В дополнение к этому трещина может быть неправильно спроектирована и вследствие этого может попасть в водонефтяную зону, из-за чего в скважине будет наблюдаться резкий рост добычи воды (обводненность), что негативно скажется на проекте [2].

В связи с вышеперечисленными недостатками технологии ГРП и с масштабным ее применением актуальным является моделирование трещин ГРП с целью расчета его параметров. В данной статье авторами рассматривается анализ различных моделей ГРП с использованием данных Ванкорского нефтегазового месторождения.

Актуальность

Ванкорское нефтегазовое месторождение располагается в Красноярском крае России, находится в разработке с 2006 г. Компания недропользователь – «РН-Ванкор». В настоящее время на месторождении добыча ведется из нескольких пластов. Ванкорское нефтегазовое месторождение включает в себя следующие объекты (Дл I-III, Як I-VII, Сд-IX, Нх-I, Нх-III-IX) [2]. В рамках анализа ГРП наибольшего внимания из них заслуживает эксплуатационный объект Нх-I, так

как запасы нефти на остальных объектах являются контактными и проведение операции ГРП на данных пластах может привести к ускоренному прорыву подошвенной воды либо газа газовой шапки [1]. В дальнейшем авторами будет приводиться описание лишь эксплуатационного объекта Нх-1 и скважин для его эксплуатации.

Основные геологические свойства и показатели разработки объекта Нх-1 приведены в табл. 1.

Таблица 1. Основные геологические свойства и показатели разработки [1–3]

Table 1. Main geological properties and development indicators [1–3]

Параметр/Parameter	Значение/Meaning
Пористость/Porosity, %	19
Проницаемость, мкм ² Permeability, mcm ²	0,001
Расчлененность Dismemberment	3,6
Горная порода Rock	Алевролит с прослоями аргиллитов Siltstone with mudstone interlayers
Текущая обводненность Current water cut, %	13,02

Из табл. 1 видно, что месторождение обладает низкой проницаемостью, что осложняет его разработку. Также на объекте присутствует глинистый пропласток, который затрудняет его разработку. Существуют методы для повышения проницаемости месторождений, такие как кислотная обработка, ГРП, тепловая обработка призабойной зоны пласта [1]. Однако, учитывая, что текущая обводненность объекта Нх-1 равна 13,02 % [2], наиболее эффективным из методов увеличения нефтеотдачи представляется ГРП, так как значение обводненности небольшое [4]. Исходя из вышеизложенного, целесообразным представляется проведение операции ГРП для увеличения проницаемости объекта, а также для создания единой гидродинамической системы по объекту для улучшения показателей разработки месторождения.

При этом общеизвестно, что проведение операции гидроразрыва связано с существенными материальными и временными затратами, поэтому на этапе подготовки работ ключевую роль играет математическое моделирование ГРП с целью прогнозирования развития процесса и определения оптимальных параметров при проведении работ [5]. В связи с этим целью настоящего исследования являлось проведение анализа различных моделей фильтрации к трещинам ГРП с использованием данных Ванкорского нефтегазового месторождения и определение наиболее эффективной из них, позволяющей наиболее точно описать гидроразрыв пласта. Существует несколько одномерных моделей. Основные из них это: модель Христиановича–Гиртсма–де Клерка (KGD), радиальная модель и модель Перкинса–Керна–Нордгрена (PKN) [5]. В рамках данной статьи не рассматриваются двух и трехмерные модели трещин ГРП. Далее приводится краткое описание каждой модели.

1. Модель KGD. Данная модель является одной из первых геомеханических моделей трещины ГРП.

В модели KGD рассматривается плоская вертикальная трещина, в качестве жидкости разрыва пласта используется ньютоновская жидкость, которая закачивается в линейно-упругую среду через длинный перфорационный интервал вдоль высоты трещины, по этой причине в рамках данной модели пренебрегают краевыми эффектами. По мере движения жидкости к концу трещины ее ширина уменьшается, при этом по высоте трещина остается постоянной [5–9].

2. Радиальная модель. Данная модель описывает радиальное симметричное распространение жидкости из точечного источника. Данная модель является обобщением модели KGD для случая, если закачка ведется из точечного источника, который заменяет длинный перфорационный интервал. Также в данной модели не пренебрегают краевыми эффектами [6, 10].
3. Модель PKN. Данная модель представляет собой трещину, которая растет в длину, оставаясь при этом постоянной по высоте. Фронт движения жидкости разрыва, как и фронт распространения трещины, является прямолинейным. По мере движения жидкости разрыва площадь поперечного сечения трещины уменьшается [11–14]. Принципиальное отличие данной модели от радиальной модели и модели KGD заключается в том, что в модели PKN раскрытие трещины в каждой ее точке зависит от давления, тогда как в KGD и радиальной моделях раскрытие зависит от распределения давления по всей трещине [6].

Методы исследования

Расчет параметров ГРП проводился по PKN модели, KGD модели и радиальной модели. Каждая модель в силу различной геометрии и различных начальных предположений распространения трещины описывается при помощи различных уравнений, приведенных в [5, 15, 16]. В рамках данной работы делается допущение о том, что при нагнетании жидкости разрыва в скважину отсутствуют фильтрационные утечки в пласт. Данное предположение допустимо, так как согласно одномерным моделям значительные объемы утечек наблюдаются, как правило, в высокопроницаемых коллекторах [5]. Данное месторождение относится к группе низкопроницаемых, согласно [1–3].

Для моделирования были выбраны скважины № 119, 724 и 728 с одностадийным ГРП на Ванкорском месторождении. Перечисленные скважины были выбраны по причине наиболее полных доступных по ним данных. Данные, необходимые для расчета моделей распространения трещин ГРП, приведены в табл. 2.

Вычисление производилось по формулам, представленным в работах [5, 15].

1) Модель PKN.

Длина трещины ГРП рассчитывалась по формуле (1) в соответствии с [9]:

$$x_f = 0,45 \left[\frac{E'q^3}{\mu h^4} \right]^{1/5} t^{1/5}, \quad (1)$$

где x_f – длина трещины, м; $E' = \frac{E}{1-\gamma}$ – модуль плоской деформации, Па; E – модуль упругости породы, Па; q – темп закачки жидкости разрыва, м³/с; γ – коэффициент Пуассона; μ – вязкость закачиваемой жидкости, Па*с; h – высота трещины, м; t – время закачки жидкости разрыва, с.

Таблица 2. Входные данные для моделирования трещины ГРП [1–3]

Table 2. Input data for hydraulic fracture modeling [1–3]

Параметр Parameter	Номер скважины Well number		
	119	724	728
Время закачки жидкости разрыва, с Fracture fluid injection time, s	15310		
Объем закачанной жидкости, м ³ Volume of injected liquid, m ³	486,91	257,95	301,47
Вязкость закачиваемой жидкости, Па · с Viscosity of injected fluid, Pa · s	0,35		
Высота трещины, м/Fracture height, m	54,026	58,384	55,621
Модуль упругости горной породы, Па Rock elasticity modulus, Pa	27000000000		
Коэффициент Пуассона/Poisson's ratio	0,15		

Средняя раскрытость трещины ГРП рассчитывалась по формуле (2) в соответствии с [5]:

$$w = 1,91 \left[\frac{q^2 \mu}{E' h} \right]^{1/6} t^{5/6}, \quad (2)$$

где w – средняя раскрытость трещины, м.

Эффективное давление (разность между давлением, с которым закачивается жидкость разрыва, и давлением смыкания) [17] рассчитывалось по формуле (3) в соответствии с [5]:

$$p_{ef} = 1,52 \left[\frac{q^2 E' \mu}{h^6} \right]^{1/5} t^{1/5}, \quad (3)$$

где p_{ef} – эффективное давление, Па.

2) Модель KGD.

Длина трещины ГРП рассчитывалась по формуле (4) в соответствии с [5]:

$$x_f = 0,539 \left[\frac{E' q^3}{\mu h^3} \right]^{1/6} t^{2/3}. \quad (4)$$

Средняя раскрытость трещины ГРП рассчитывалась по формуле (5) в соответствии с [5]:

$$w = 1,85 \left[\frac{q^3 \mu}{E' h^3} \right]^{1/5} t^{1/3}. \quad (5)$$

Эффективное давление рассчитывалось по формуле (6) в соответствии с [5]:

$$p_{ef} = 1,09 [E' \mu]^{1/3} t^{-1/3}. \quad (6)$$

3) Радиальная модель.

Длина трещины ГРП рассчитывалась по формуле (7) в соответствии с [5]:

$$x_f = 0,572 \left[\frac{E' q^3}{\mu} \right]^{1/9} t^{4/9}. \quad (7)$$

Средняя раскрытость трещины ГРП рассчитывалась по формуле (8) в соответствии с работой [5]:

$$w = 1,95 \left[\frac{q^3 \mu^2}{E' t^2} \right]^{1/5} t^{1/3}. \quad (8)$$

Эффективное давление рассчитывалось по формуле (9) в соответствии с работой [5]:

$$p_{ef} = 2,51 [E' \mu]^{1/3} t^{-1/3}. \quad (9)$$

После расчетов параметров трещины согласно описанным выше моделям проводился расчет притока нефти после проведения операции ГРП. Расчет производился по формулам, описанным в работах [18–20]. Данные, необходимые для расчета притока нефти после проведения операции ГРП, приведены в табл. 3.

Таблица 3. Исходные данные для расчета притока нефти после операции ГРП [1–3]

Table 3. Initial data for calculating the oil inflow after hydraulic fracturing [1–3]

Параметр Parameter	Номер скважины Well number		
	119	724	728
Исходный дебит нефти, т/сут Initial oil production rate, t/day	134,1	24	44
Проницаемость пласта, мкм ² Reservoir permeability, mcm ²	0,0037		
Мощность пласта, м/Seam thickness, m	38		
Радиус контура питания скважин, м Well feed contour radius, m	318		
Радиус скважин, м/Well radius, m	0,0786	0,136	0,145

Расчет дебита производился по формуле (10) в соответствии с работами [18, 19]:

$$Q = Q_0 \frac{\ln \frac{R_c}{r_w}}{\ln \frac{R_c + S}{r_w}}, \quad (10)$$

где Q – дебит нефти после операции ГРП, т/сут; Q_0 – дебит скважины до проведения операции ГРП, т/сут; R_c – радиус контура питания скважины, м; r_w – радиус горной выработки, м; S – скин-фактор (безразмерная величина, показывающая изменение проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП) в результате проведения операции ГРП).

Скин-фактор рассчитывался авторами по формуле (11), приведенной в работах [18, 19]:

$$S = -\ln \frac{l}{2r_w} + \int_1^\infty \frac{dn}{n(2nFcd+1)}, \quad (11)$$

где l – полудлина трещины ГРП, м; Fcd – безразмерная проводимость трещины ГРП.

Проводимость трещины рассчитывалась по формуле (12), приведенной в работах [18, 19]:

$$Fcd = \frac{k_2 \delta}{k_1 l'}, \quad (12)$$

где k_2 – проницаемость трещины ГРП, м²; k_1 – проницаемость призабойной зоны пласта (ПЗП), м²; δ – ширина трещины ГРП, м.

Проницаемость трещины ГРП рассчитывается по формуле (13) в соответствии с работой [20]:

$$k_2 = \frac{w_1^2}{12}, \quad (13)$$

где w_1 – остаточная раскрытость трещины, м.

Остаточная раскрытость трещины рассчитывается по формуле (14) в соответствии с работой [20]:

$$w_1 = \frac{wn}{1-m'}, \quad (14)$$

где n – объемная доля песка в жидкости разрыва, д. ед.; m – пористость трещин после закрытия, д. ед.

Проницаемость ПЗП рассчитывается по формуле (15) в соответствии с работой [20]:

$$k_1 = \frac{k_{пл}h_{пл}+w_1k_2}{h_{пл}+w_1}, \quad (15)$$

где $k_{пл}$ – проницаемость пласта, м²; $h_{пл}$ – мощность пласта, м.

Результаты

В соответствии с формулами (1)–(15) были созданы две программы на языке программирования Python. Одна из них позволяет моделировать трещины ГРП в соответствии с основными моделями ГРП. Вторая позволяет моделировать приток нефти после проведения операции ГРП. Ниже приведены результаты работы данных программ.

Результаты моделирования трещин ГРП в соответствии с тремя используемыми моделями распространения трещины приведены в табл. 4.

Таблица 4. Результаты моделирования распространения трещины

Table 4. Results of simulation of crack propagation

Параметр Parameter	Модель Model	Номер скважины Well number		
		119	724	728
Длина трещины, м Fracture length, m	PKN	916,535	588,367	671,611
	KGD	891,686	105,051	193,950
	Радиальная Radial	213,308	172,598	181,805
Раскрытость трещины, м Fracture opening, m	PKN	0,029	0,021	0,023
	KGD	0,004	0,003	0,003
	Радиальная Radial	0,013	0,010	0,011
Эффективное давление, Па Net pressure, Pa	PKN	4004200	2829575	3192058
	KGD	282675	282675	282675
	Радиальная Radial	650932	650932	650932

Для большей наглядности авторами приводятся диаграммы средних значений длины трещин, раскрытости трещин, эффективного давления трещин по всем рассчитанным моделям (рис. 1–3).

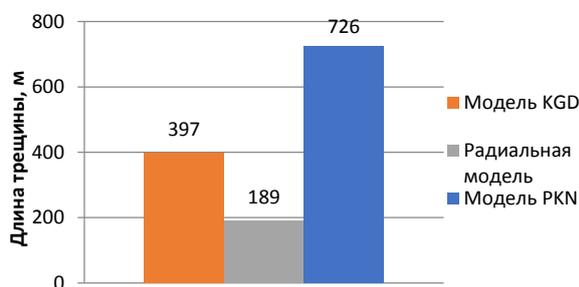


Рис. 1. Диаграмма средней по скважинам длины трещин по различным моделям

Fig. 1. Diagram of average fracture length for wells for various models

В дальнейшем моделировался приток нефти в скважину после проведения операции ГРП. Для моделирования притока использовались данные, полученные в моделировании распространения трещины

(табл. 4). Результаты моделирования притока нефти с использованием расчетных параметров трещины по трем моделям (PKN, KGD, радиальная) приведены в табл. 5.

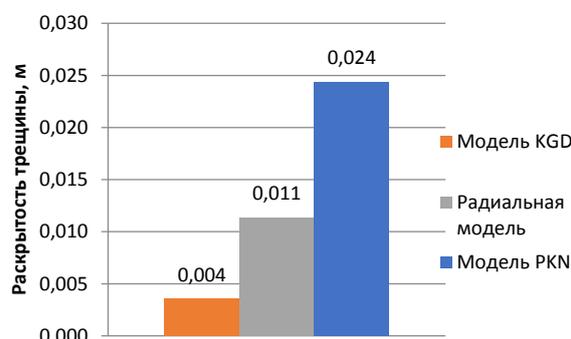


Рис. 2. Диаграмма средней по скважинам раскрытости трещин по различным моделям

Fig. 2. Diagram of average fracture width for wells for various models

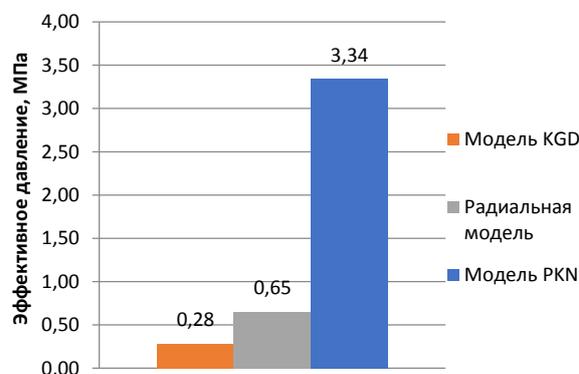


Рис. 3. Диаграмма среднего по скважинам эффективного давления трещин по различным моделям

Fig. 3. Diagram of average fracture net pressure for wells for various models

Таблица 5. Результаты моделирования притока нефти после проведения операции ГРП

Table 5. Results of modeling oil inflow after hydraulic fracturing

Параметр Parameter	Данные по дебиту Production data	Скважины/Wells		
		119	724	728
Дебит нефти после операции ГРП, т/сут Oil production rate after hydraulic fracturing, t/day	PKN	385,44	77,00	145,40
	KGD	384,83	60,38	125,22
	Радиальная Radial	340,12	66,02	123,90

Обсуждение

При анализе результатов моделирования распространения трещин из первой программы по моделированию ГРП (рис. 1–3) авторами была отмечена закономерность. Она заключается в том, что все параметры трещин ГРП (длина трещин, раскрытость трещин, эффективное давление трещин), рассчитанные по модели KGD и радиальной модели, сильно отличаются от параметров трещин ГРП, рассчитанных по модели PKN (так, эффективное давление, рассчитанное по модели PKN, отличается на целый порядок от

эффективного давления, рассчитанного по радиальной модели и по модели KGD). Авторами выдвигается предположение о том, что данное отличие объясняется тем, что в радиальной модели и модели KGD раскрытие трещины зависит от распределения давления по всей трещине, тогда как в модели PKN раскрытие трещины в каждой ее точке зависит от конкретного значения давления.

По результатам работы второй программы полученные расчетные данные по притоку нефти были сравнены с практическими данными притока нефти по скважинам после проведения операции ГРП на месторождении. Сравнение практических и смоделированных данных по притоку нефти по всем скважинам представлены авторами на рис. 4. Практические данные по дебиту нефти после проведения операции ГРП были взяты из работ [1, 2].

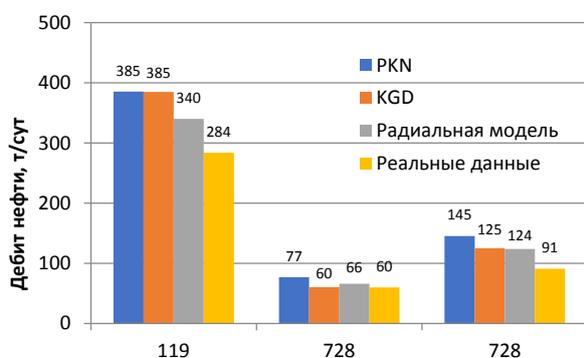


Рис. 4. Сравнение смоделированных данных по дебиту нефти после проведения операции ГРП и практических данных

Fig. 4. Comparison of simulated oil production data after hydraulic fracturing and practical data

Для оценки правильности расчетных данных авторами вычисляется сходимость расчетных и практических данных по формуле (16):

$$x = \left(1 - \frac{Q_{\text{реальн}} - Q_{\text{расч}}}{Q_{\text{реальн}}}\right) * 100 \%, \quad (16)$$

где x – сходимость практических и смоделированных значений, %; $Q_{\text{реальн}}$ – практический дебит по всем скважинам, т/сут; $Q_{\text{расч}}$ – расчетный дебит по всем скважинам, т/сут.

Результаты расчетов приведены в табл. 6.

Наибольшей сходимостью в рамках Ванкорского нефтегазового месторождения практических и смоделированных данных притока нефти обладает радиальная модель.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Безверхая Е.В., Носов С.А. Повышение продуктивности скважин на примере Ванкорского месторождения (Красноярский край) // Сибирский федеральный университет. – Красноярск: Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Сибирский Федеральный Университет», Институт нефти и газа, 2016. – 76 с.
2. Нухаев М.Т., Козлов С.С. Анализ методов увеличения нефтеотдачи на Ванкорском нефтегазовом месторождении // Сибирский федеральный университет. – Красноярск: Федераль-

Таблица 6. Сходимость смоделированных и практических данных по дебиту нефти после проведения операции ГРП

Table 6. Convergence of simulated and practical data on oil production after hydraulic fracturing

Модель Model	Сходимость вычислений Convergence of calculations	Относительная погрешность вычислений Relative calculation error
	%	
PKN	60,3	39,7
KDG	68,9	31,1
Радиальная Radial	78,2	21,8

Расхождение смоделированных данных с практическими может быть обусловлено плохой геологической изученностью месторождения (возможно наличие непроницаемых пропластков в объекте Нх-1) [1, 2], также, вероятно, присутствовали утечки в пласт при проведении операции ГРП, которые не учитывались авторами в соответствии с выдвинутым предположением об отсутствии фильтрационных утечек в пласт. Кроме этого, по мнению ряда авторов [7, 11], одномерные модели обладают недостаточной точностью при описании трещин гидроразрыва пласта [7, 11].

Вместе с тем несомненным преимуществом одномерных моделей, в том числе использованных в настоящем исследовании, является простота их реализации и быстрота расчетов. В связи с этим, а также учитывая полученные результаты, радиальная модель и разработанная компьютерная программа для ее реализации могут служить в качестве инструмента предварительного анализа процесса развития ГРП при проектировании, также в рамках одномерных моделей можно добавить в программы фильтрационные утечки, благодаря чему сходимость может повыситься.

Для более точного описания процесса ГРП требуется применение компьютерных программ для двух- и трехмерных моделей распространения трещин, позволяющих получать более высокую сходимость практических и смоделированных данных, создание которых является направлением дальнейших исследований.

Вывод

В результате проделанной работы сделан вывод о том, что наибольшей сходимостью моделирования (среди одномерных моделей) распространения трещин ГРП обладает радиальная модель (сходимость смоделированных значений дебита с практическими составляет 78,2 %).

ное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Сибирский Федеральный Университет», Институт нефти и газа, 2017. – 77 с.

3. Анализ и перспективы эффективной разработки Ванкорского месторождения / Т.В. Всеволодов, М.В. Липаев, Р.Р. Мукминов, М.С. Сасина, Е.В. Егорова // Новейшие технологии освоения месторождений углеводородного сырья и обеспечение безопасности экосистем Каспийского шельфа: XII Международная научно-практическая конференция. – Астрахань: Изд-во АГТУ, 2021. – С. 11–16.

4. Jennings A.R. Hydraulic fracturing applications enhanced well stimulation. – Tulsa: OGCI/PetroSkills Hydraulic Fracturing Applications, 2003. – 168 p.
5. Economides M., Oligney R., Valkó P. Unified fracture design (bridging the gap between theory and practice). – Texas: Orsa Press Alvin, 2004. – 316 p.
6. Математические модели гидроразрыва пласта / Д.В. Есипов, Д.С. Куранаков, В.Н. Лапин, С.Г. Чёрный // Вычислительные технологии. – 2014. – Т. 19. – № 2. – С. 33–61.
7. Computer simulation of hydraulic fractures / J. Adachi, E. Siebrits, A. Peirce, J. Desroches // International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences. – 2007. – V. 44. – P. 739–757.
8. Байкин А.Н. Динамика трещины гидроразрыва пласта в неоднородной поропругой среде: дис. ... канд. физ.-мат. наук. – Новосибирск, 2016. – 94 с.
9. Economides M.J. Modern fracturing – enhancing natural gas production. – Houston: Energy Tribune Publ. Inc., 2007. – 531 p.
10. Geertsma J., De Klerk F. A rapid method of predicting width and extent of hydraulically induced fractures // Journal of petroleum technology. – 1969. – V. 21. – Iss. 12. – P. 1571–1581.
11. Dontsov E.V., Peirce A.P. An enhanced pseudo-3D model for hydraulic fracturing accounting for viscous height growth, non-local elasticity, and lateral toughness // Engineering Fracture Mechanics. – 2015. – V. 142. – P. 116–139.
12. Шляпкин А.С., Татосов А.В. О проведении экспресс-оценки геометрических параметров закрепленной на проппанте трещины гидроразрыва пласта методами математического моделирования // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2020. – Т. 6. – № 3 (23). – С. 79–92.
13. Jincai Zhang, Yushuai Zhang, Shangxian Yin PKN solution revisit: 3-D hydraulic fracture size and stress anisotropy effects // Rock Mechanics and Rock Engineering. – 2017. – V. 51. – P. 653–660.
14. Основы технологии гидравлического разрыва пластов / В.Г. Салимов, Ш.Ф. Тахаутдинов, А.В. Насыбуллин, О.В. Салимов. – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2021. – 386 с.
15. Гнездов А.В. О точности расчётов параметров трещин при гидроразрыве пласта // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2010. – № 3. – С. 95–97.
16. Салимов В.Г., Насыбуллин А.В., Салимов О.В. Проектирование гидравлического разрыва пласта в системе Майера. – М.: Изд-во ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – 156 с.
17. Barree R.D. A practical numerical simulator for three-dimensional fracture propagation in heterogeneous media // SPE Reservoir Simulation Symposium. – San Francisco, 1983. – № SPE-12273-MS. – P. 403–411.
18. Астафьев В.И., Федорченко Г.Д. Моделирование фильтрации жидкости при наличии трещины гидравлического разрыва пласта // Вестн. Сам. гос. техн. ун-та. Сер.: Физ.-мат. науки. – 2007. – № 2 (15). – С. 128–132.
19. Кравченко М.Н., Пестриков А.В. Использование метода размерностей для решения класса задач о притоке к трещине ГРП // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М.Губкина. – 2010. – № 4. – С. 34–38.
20. Юмангуллова Н.З., Ганиева Г.Р., Минханов И.Ф. Эффективность проведения гидроразрыва пласта на Поточном месторождении // Нефтяная провинция. – 2021. – № 3 (27). – С. 95–111.

Поступила: 03.11.2022 г.

Прошла рецензирование: 13.12.2022 г.

Информация об авторах

Ямкин М.А., студент, кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Санкт-Петербургский горный университет.

Сафиуллина Е.У., кандидат технических наук, доцент, кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Санкт-Петербургский горный университет.

UDC 622.276.66

ASSESSMENT OF COMPLIANCE OF THE COMPUTER SIMULATION RESULTS OF LIQUID FLOW TO FRACTURE FORMATION WITH REAL DATA

Maxim A. Yamkin¹,
makson.yamkin@mail.ru

Elena U. Safiullina¹,
safiullinaeu@yandex.ru

¹ St. Petersburg Mining University,
2, 21st lin. V.O., St. Petersburg, 199106, Russia.

The relevance of the study is caused by the need to accurately calculate the parameters of hydraulic fracturing, which is used now more often as a method of intensifying the inflow, as well as a method of increasing oil recovery due to the fact that more often oil and gas reserves in various fields have become confined to hard-to-recover ones. Therefore, for the most accurate assessment of the effectiveness of hydraulic fracturing, it is necessary to choose a model that will describe hydraulic fracturing most accurately.

The purpose of this research is to analyze the main one-dimensional models of hydraulic fracturing, assess their convergence with real data and identify the most accurate model using data from the Vankor oil and gas field.

Object: one-dimensional models of hydraulic fracturing.

Methods: simulation of hydraulic fracturing in the Python programming language, followed by an assessment of the convergence of the simulated data with real data from the field.

Results. It was shown that the radial model of hydraulic fracturing had the highest convergence among the main one-dimensional models of hydraulic fracturing using data from the Vankor oil and gas field. The PKN (Perkins and Kern and Nordgren) model had a convergence of 60,3 %, the KGD (Khristianovich and Zheltov and Geertsma and de-Klerk) model had a convergence of 68,9 % with real data from the field, and the radial model had a convergence of 78,2 % with real data. However, these models do not still describe hydraulic fracturing with convergence of 100 %. For this reason, the next aim of study is to increase the convergence of model that describes hydraulic fracturing and create two- and three-dimensional models.

Conclusion. It was determined that the radial model has the highest convergence among the main one-dimensional hydraulic fracturing models (convergence 78,2 %).

Key words:

Oil inflow, hydraulic fracturing, model, PKN, KGD, radial model, hydraulic fractures.

REFERENCES

- Bezverkhaya E.V., Nosov S.A. *Povyshenie produktivnosti skvazhin na primere Vankorskogo mestorozhdeniya (Krasnoyarskiy kray)* [Increasing well productivity on the example of the Vankor field (Krasnoyarsk Territory)]. Krasnoyarsk, Siberian Federal University Publ., 2016. 76 p.
- Nukhaye V.M., Kozlov S.S. *Analiz metodov uvelicheniya nefteotdachi na Vankorskom neftegazovom mestorozhdenii* [Analysis of methods for enhanced oil recovery at the Vankor oil and gas field]. Krasnoyarsk, Siberian Federal University Publ., 2017. 77 p.
- Vsevolodov T.V., Lipaev M.V., Mukminov R.R., Sasina M.S., Egorova E.V. *Analiz i perspektivy effektivnoy razrabotki Vankorskogo mestorozhdeniya* [Analysis and prospects for the effective development of the Vankor field]. *Noveyshie tekhnologii osvoeniya mestorozhdeniy uglevodorodnogo syrya i obespechenie bezopasnosti ekosistem Kaspiyskogo shelfa. XII Mezhdunarodnaya nauchno-prakticheskaya konferentsiya* [The latest technologies for the development of hydrocarbon deposits and ensuring the safety of the ecosystems of the Caspian shelf. XII International Scientific and Practical Conference]. Astrakhan, ASTU Publ. House, 2021. pp. 11–16.
- Jennings A.R. *Hydraulic fracturing applications*. Tulsa, OGCI/PetroSkills Hydraulic Fracturing Applications, 2003. 168 p.
- Economides M., Oligney R., Valkó P. *Unified fracture design (bridging the gap between theory and practice)*. Texas, Orsa Press Alvin, 2004. 316 p.
- Esipov D.V., Kuranakov D.S., Lapin V.N., Chorny S.G. *Mathematical models of hydraulic fracturing. Vychislitelnye tekhnologii*, 2014, vol. 19, no. 2, pp. 33–61. In Rus.
- Adachi J., Siebrits E., Peirce A., Desroches J. *Computer simulation of hydraulic fractures. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences*, 2007, vol. 44, pp. 739–757.
- Baykin A.N. *Dinamika treshchiny gidrorazryva plasta v neodnorodnoy porouprugoy srede*. Avtoreferat Dis. Kand. nauk [Dynamics of hydraulic fracture in an inhomogeneous poroelastic medium. Cand. Diss. Abstract]. Novosibirsk, 2016. 94 p.
- Economides M.J. *Modern fracturing – enhancing natural gas production*. Houston, Energy Tribune Pub. Inc., 2007. 531 p.
- Geertsma J., De Klerk F. A rapid method of predicting width and extent of hydraulically induced fractures. *Journal of petroleum technology*, 1969, vol. 21, Iss. 12, pp. 1571–1581.
- Dontsov E.V., Peirce A.P. An enhanced pseudo-3D model for hydraulic fracturing accounting for viscous height growth, non-local elasticity, and lateral toughness. *Engineering Fracture Mechanics*, 2015, vol. 142, pp. 116–139.
- Shlyapkin A.S., Tatosov A.V. O velichine ekspress-otsenki geometricheskikh parametrov zakreplenny na proppante treshchiny gidrorazryva plasta metodom matematicheskogo modelirovaniya [On the value of the express-estimation of the geometric parameters of a hydraulic fracture fixed on the proppant by the method of mathematical modeling]. *Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta. Fiziko-matematicheskoe modelirovanie. Neft, gaz, energetika*, 2020, vol. 6, no. 3 (23), pp. 79–92.
- Jincai Zhang, Yushuai Zhang, Shangxian Yin. PKN solution revisited: 3-D hydraulic fracture size and stress anisotropy effects. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2017, vol. 51, pp. 653–660.
- Salimov V.G., Takhautdinov Sh.F., Nasybullin A.V., Salimov O.V. *Osnovy tekhnologii gidravlicheskogo razryva plastov* [Fundamentals of hydraulic fracturing technology]. Kazan, Feng AN RT Publ., 2021. 386 p.
- Gnezdov A.B. O tochnosti raschetov parametrov treshchin pri gidrorazryve plasta [On the accuracy of calculations of fracture parameters during hydraulic fracturing]. *Gornyy informatsionno-analiticheskii byulleten*, 2010, no. 3, pp. 95–97.
- Salimov V.G., Nasybullin A.V., Salimov O.V. *Proyektirovanie gidravlicheskogo razryva plasta v sisteme Mayera* [Design of hydraulic fracturing in the Mayer system]. Moscow, OAO «VNIIOENG» Publ., 2008. 156 p.

17. Barree R.D. A practical numerical simulator for three-dimensional fracture propagation in heterogeneous media. *SPE Reservoir Simulation Symposium*. San Francisco, 1983. no. SPE-12273-MS, pp. 403–411.
18. Astafyev V.I., Fedorchenko G.D. Modelirovanie filtratsii zhidkosti pri nalichii treshchiny gidravlicheskogo razryva plasta [Modeling of fluid filtration in the presence of a hydraulic fracture]. *Vestnik Samarskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta. Seriya: Fiziko-matematicheskie Nauki*, 2007, no. 2 (15), pp. 128–132.
19. Kravchenko M.N., Pestrikov A.V. Ispolzovanie metoda razmer-nostey dlya resheniya klassa zadach o pritoke k treshchine GRP [Using the method of dimensions to solve a class of problems on the inflow to the hydraulic fracture]. *Trudy Rossiyskogo gosudarstvennogo universiteta nefi i gaza imeni I.M. Gubkina*, 2010, no. 4, pp. 34–38.
20. Yumangullova N.Z., Ganieva G.R., Minkhanov I.F. Efficiency of hydraulic fracturing at the Potochnoe field. *Neftyanaya provintsiya*, 2021, no. 3 (27), pp. 95–111. In Rus.

*Received: 3 November 2022.
Reviewed: 13 December 2022.*

Information about the authors

Maxim A. Yamkin, student, St. Petersburg Mining University.

Elena U. Safiullina, Cand. Sc., associate professor, St. Petersburg Mining University.