УДК 622

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ПРИМЕРЕ СКВАЖИНЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

APPROACH TO HYDRAULIC FRACTURING CHARACTERISTICS CALCULATIONS ON THE EXAMPLE OF PRODUCING OIL WELL IN WEST SIBERIA

Осадчий Владислав Константинович
студент,
Национальный исследовательский
Томский политехнический университет
vkosad@mail.ru

Ильина Галина Федоровна
кандидат геолого-минерологических наук,
доцент кафедры геологии и разведки полезных ископаемых,
Национальный исследовательский
Томский политехнический университет
ilga2009@mail.ru

Osadchiy Vladislav Konstantinovich
Student,
Tomsk Polytechnic University
vkosad@mail.ru

Ilina Galina Fedorovna
Candidate of geological and mineralogical sciences, associate professor of Geology and Mineral Exploration Department,
Tomsk Polytechnic University
Ilga2009@mail.ru

Аннотация. Объектом исследования является расчет модели гидроразрыва в пластах ЮК10 и ЮК11 шеркалинской свиты с целью повышения дебита добывающей скважины № 2002. Рассчитана проницаемость призабойной зоны скважины после гидроразрыва за счет образования трещин в этой зоне. Приведен расчетный прирост после гидроразрыва пласта.

Ключевые слова: Ханты-Мансийский автономный округ Тюменской области, верхняя юра, шеркалинская свита, гидроразрыв пласта, прирост дебита, проницаемость, проппант, забойное давление разрыва.

Annotation. Sherkalinskaya formation hydraulic fracturing model of a well № 2002 is target of research. After fracturing bottom-hole zone permeability is calculated. Oil production rate increase is connected with fracturing within bottom-hole zone. Calculated oil production rate increase is reported.

Keywords: West Siberia, hydraulic fracturing, sherkalinskaya formation, oil production rate, permeability, bottom holepressure.

Одним из эффективных методов повышения продуктивности скважин и увеличения темпов отбора нефти является гидравлический разрыв пласта (ГРП). Гидравлический разрыв может быть определен как механический метод воздействия на продуктивный пласт, при котором порода разрывается по плоскостям минимальной прочности благодаря воздействию на пласт давления, создаваемого закачкой в пласт флюида. Флюиды, посредством которых с поверхности на забой скважины передается энергия, необходимая для разрыва, называются жидкостями разрыва. После разрыва, под воздействием давления жидкости, трещина увеличивается, возникает ее связь с системой естественных трещин, не вскрытых скважиной, и с зонами повышенной проницаемости; таким образом, расширяется область пласта, дренируемая скважиной. В образованные трещины жидкостями разрыва транспортируется зернистый материал (проппант), закрепляющий трещины в раскрытом состоянии после снятия избыточного давления [1, 2].

Проведение гидроразрыва преследует две главные цели:

– повысить продуктивность пласта путем увеличения эффективного радиуса дренирования скважины;

– создать канал притока в приствольной зоне нарушенной проницаемости [3].

Основные характеристики расчета ГРП приведены по скважине № 2002 глубиной 2754 м. Общая толщина вскрытого пласта 37 м, эффективная толщина 22 м. Предлагается гидроразрыв массой 50 тонн. Предлагается следующее распределение проппанта по фракциям: 85 % – 16/20 и 15 % закрепляющего 12/18 RCP. На данную работу с целью обеспечить достаточную гидравлическую ширину трещины рекомендуется использовать жидкость разрыва YF133RGD-E на всех стадиях работы. Скорость закачки смеси 4,2 м^3/мин на всех стадиях работы [4]. В случае выявления проблем с перфорацией рекомендуется прокачка песчаной пробки на калибровочном тесте (табл. 1).

При ГРП расчет сводится к определению следующих данных:

- основных технологических показателей процесса ГРП;
- увеличение проницаемости призабойной зоны скважины после гидроразрыва за счет образования трещин в этой зоне;
- ожидаемого прироста дебита скважины после ГРП при различной глубине и ширине распространения трещин,
- экономической эффективности ГРП.

Таблица 1 – Исходные данные для расчета

Исходные данные для расчета	Значение
Плотность породы, кг/м^3	2600
Верхний интервалы перфорации, м	2653
Нижний интервалы перфорации, м	2690
Внутренний диаметр обсадной колонны, м	0,25
Пластовое давление, МПа	20
Коэффициент Пуассона горной породы, доли ед.	0,3
Модуль упругости пород, 104 МПа	1
Темп закачки жидкости разрыва, м^3/с	0,02
Радиус контура питания, м	200
Плотность жидкости разрыва, кг/м^3	1011
Плотность песка, кг/м^3	2500
Концентрация проппанта в 1м^3 жидкости, кг/м^3	300
Вязкость жидкости разрыва, Па·с	0,285
Рабочее давление агрегата, МПа	29
Подача одного агрегата при $P_{раб}$, м^3/с	0,0146
Внутренний диаметр НКТ, м	0,0759
Проницаемость призабойной зоны, мкм^2	0,0345
Эффективная толщина пласта, м	22
Коэффициент технического состояния, доли ед.	0,5
Количество песка, кг	50000
Тип проппанта 16/20 ForeProp 12/18 ForeProp(RCP)	

1. Рассчитываем вертикальную составляющую горного давления:

$$P_{гв} = \rho_{п} \cdot g \cdot L_c \cdot 10^{-6}, \quad (1)$$

$$P_{гв} = 2600 \cdot 9{,}8 \cdot 2690 \cdot 10^{-6} = 68{,}5 \text{ МПа},$$

где $P_{гв}$ – вертикальная составляющая горного давления, МПа; $\rho_{п}$ – плотность горных пород над продуктивным горизонтом, кг/м^3; g – ускорение свободного падения, м/с^2; L_c – глубина скважины, м.

2. Рассчитываем горизонтальную составляющую горного давления:

$$P_{гг} = \frac{(P_{гв} \cdot \nu)}{(1-\nu)}, \quad (2)$$

$$P_{гг} = \frac{68{,}5 \cdot 0{,}3}{(1-0{,}3)} = 38{,}36 \text{ МПа},$$

где $P_{гг}$ – горизонтальная составляющая горного давления, МПа; ν – коэффициент Пуассона горных пород, доли ед. ν = 0,3,

3. Зная составляющие горного давлении, рассчитаем забойное давление разрыва:

$$\frac{P_{забр}}{P_{гг}} \cdot \left(\frac{P_{забр}}{P_{гг}} - 1\right)^3 = 5{,}25 \cdot \frac{1}{(1-\nu)^2} \cdot \left(\frac{E}{P_{гг}}\right)^2 \cdot \frac{Q \cdot \mu_{жр}}{P_{гг}}, \quad (3)$$

$$P_{забр} = 40{,}24 \text{ МПа},$$

где $P_{забр}$ – забойное давление разрыва, МПа; E – модуль упругости пород, МПа, $E = 1 \cdot 10^4$ МПа; Q – темп закачки жидкости разрыва, м^3/с; $\mu_{жр}$ – вязкость жидкости разрыва, Па·с.

4. Определим объемную концентрацию песка в смеси, где $C_п$ – концентрация песка в 1 м^3 жидкости:

$$\beta_{п} \cdot \frac{\left(\frac{C_{п}}{\rho_{п}}\right)}{\left(\frac{C_{п}}{\rho_{п}} + 1\right)} = \frac{\left(\frac{300}{2500}\right)}{\left(\frac{300}{2500} + 1\right)} = 0{,}107, \quad (4)$$

где $\beta_п$ – объемная концентрация песка, доли ед.; $C_п$ – концентрация песка в 1 м^3 жидкости, кг/м^3; $\rho_п$ – плотность песка, кг/м^3, $C_п$ – примем 300 кг/м^3, плотность проппанта – 2500 кг/м^3.

5. Плотность жидкости песконосителя с песком рассчитывается по формуле:

$$\rho_{жп} = \rho_ж \cdot (1-\beta_п) + \rho_н \cdot \beta_п , \quad (5)$$

$$\rho_{жп} = 1011 \cdot (1-0{,}107) + 2500 \cdot 0{,}107 = 1170{,}32 \text{ кг/м}^3 ,$$

где $\rho_{жп}$ – плотность жидкости-песконосителя, кг/м^3; $\rho_ж$ – плотность жидкости, используемой в качестве песконосителя, кг/м^3.

6. Рассчитаем вязкость жидкости песконосителя с песком:

$$\mu_{жн} = \mu_{жн} \cdot e^{3{,}18 \cdot \beta_п} = 0{,}383 \text{ Па} \cdot \text{с} , \quad (6)$$

где $\mu_{жп}$ – вязкость жидкости с песком, Па·с.

7. Число Рейнольдса рассчитываем по формуле:

$$Re = \frac{4 \cdot Q \cdot \rho_{жп}}{\pi \cdot d_{вн} \cdot \mu_{жп}} , \quad (7)$$

$$\text{Re} = \frac{4 \cdot 0{,}02 \cdot 1170}{3{,}14 \cdot 0{,}0759 \cdot 0{,}383} = 1025{,}43 .$$

8. Коэффициент гидравлического сопротивления получили равными:

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}} , \quad (8)$$

$$\lambda = \frac{64}{1025{,}43} = 0{,}062 ,$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления.

9. Рассчитываем потери на трение жидкости песконосителя:

$$P_{тр} = \frac{8 \cdot \lambda \cdot Q^2 \cdot L_c \cdot \rho_{жп}}{\pi^2 \cdot d_{вн}^5} , \quad (9)$$

$$P_{тр} = \frac{8 \cdot 0{,}062 \cdot 0{,}02^2 \cdot 2690 \cdot 1170{,}32}{3{,}14^2 \cdot 0{,}0759^5} = 25{,}1 \text{ МПа} ,$$

где $P_{тр}$ – потери давления на трение жидкости песконосителя, МПа.

10. Учитывая то, что при значении Re > 200, значение потерь на трение увеличится в 1,52 раза:

$$P_{тр} = 25{,}1 \cdot 1{,}52 = 38{,}2 \text{ Мпа} .$$

11. Рассчитываем давление на устье, развиваемое при закачке жидкости песконасителя:

$$P_y = P_{забр} - \rho_{жп} \cdot g \cdot L_c \cdot 10^{-6} + P_{тр} , \quad (10)$$

$$P_y = 40{,}24 - 1170{,}32 \cdot 9{,}8 \cdot 2690 \cdot 10^{-6} + 38{,}2 = 47{,}6 \text{ МПа} ,$$

где P_y – давление на устье скважины при закачке жидкости песконосителя, МПа.

12. Агрегат 4АН-700 на скорости развивает рабочее давление 32,4 МПа, а рабочий расход 0,017 м^3/с, следовательно, необходимое число агрегатов равно:

$$N = \frac{P_y \cdot Q}{P_p \cdot Q_p \cdot k_{mc}} + 1 , \quad (11)$$

$$N = \frac{38{,}4 \cdot 0{,}02}{32{,}4 \cdot 0{,}017 \cdot 0{,}5} + 1 = 4 \text{ шт.}$$

где N – число насосных агрегатов 4АН-700; P_p – рабочее давление агрегата, МПа; Q_p – подача агрегата при данном рабочем давлении, МПа; k_{mc} – коэффициент технического состояния агрегата, доли ед, k_{mc} = 0,5.

13. Определим объем продавочной жидкости:

$$V_п = 0{,}785 \cdot d_{вн}^2 \cdot L_c , \tag{12}$$

$$V_п = 0{,}785 \cdot 0{,}0759^2 \cdot 2690 = 12{,}16 \text{ м}^3 ,$$

где $V_п$ – объем продавочной жидкости, м^3.

14. Рассчитываем количество жидкости для осуществления ГРП:

$$V_ж = \frac{Q_п}{C_п} , \tag{13}$$

$$V_ж = \frac{50000}{300} = 167 \text{ м}^3 ,$$

где $V_ж$ – объем жидкости для осуществления ГРП, м^3; $C_п$ – количества проппанта на один гидравлический разрыв, кг.

15. Суммарное время работы одного агрегата 4АН-700 на 4 скорости:

$$t = \frac{V_ж + V_п}{Q_р} , \tag{14}$$

$$t = \frac{167 + 12{,}16}{0{,}017} = 10539 \text{ с} ,$$

где t – суммарное время работы, мин.

Определим технологическую эффективность запроектированного и рассчитанного гидроразрыва. Для этого произведем сначала расчет размеров трещины.

16. Рассчитываем длину вертикальной трещины:

$$L_{тр} = \sqrt{\frac{V_ж \cdot E}{5{,}6 \cdot \left(1 - V^2\right) \cdot H_{ин} \cdot \left(p_з^{разр} - p_{гг}\right)}} , \tag{15}$$

$$L_{тр} = \sqrt{\frac{167 \cdot 10^4}{5{,}6 \cdot \left(1 - 0{,}3^2\right) \cdot 22 \cdot (40{,}24 - 38{,}36)}} = 105 \text{ м} ,$$

где $L_{тр}$ – длина трещины, м.

17. Определяем раскрытость трещины:

$$\omega_0 = \frac{4 \cdot \left(1 - V^2\right) \cdot L_{тр} \cdot \left(p_з^{разр} - p_{гг}\right)}{1 \cdot 10^4} , \tag{16}$$

$$\omega_0 = \frac{4 \cdot \left(1 - 0{,}3^2\right) \cdot 105 \cdot (40{,}24 - 38{,}36)}{1 \cdot 10^4} = 0{,}0574 \text{ м} ,$$

где ω_0 – ширина трещины, м.

В результате проведения гидроразрыва пласта в данной скважине образуется вертикальная трещина длинной 105 м и шириной на стенке скважины 5,7 см.

Жидкость-песконоситель распространилась в трещине на расстоянии от скважины, примерно равном 90 % ее длины, т.е. $L_{тр1} = 105 \cdot 0{,}9 = 94{,}5$ м.

После снятия давления трещина закрывается не полностью на интервале, в котором находилась жидкость-песконоситель. Примем пористость песка в трещине после ее закрытия $m = 0{,}3$.

18. Определим остаточную ширину трещины:

$$\omega_1 = \frac{\omega_0 \cdot \beta_п}{(1 - m)} , \tag{17}$$

$$\omega_1 = \frac{0{,}0574 \cdot 0{,}107}{(1 - 0{,}3)} = 0{,}0088 \text{ м} .$$

19. Проницаемость трещины такой ширины:

$$k_m = \frac{\omega_1^2}{12}, \tag{18}$$

$$k_m = \frac{0{,}0088^2}{12} = 6540000 \text{ мкм}^2,$$

где k_m – проницаемость закрытой трещины, мкм^2.

20. Проницаемость в призабойной зоне определяем по формуле:

$$k_{п.з.} = \frac{k_п \cdot h + k_m \cdot \omega_1}{h + \omega_1}, \tag{19}$$

$$k_{п.з.} = \frac{0{,}0345 \cdot 10^{-12} + 6{,}5 \cdot 10^{-7} \cdot 0{,}0088}{22 + 0{,}0088} = 260 \text{ мкм}^2,$$

где $k_п$ – проницаемость призабойной зоны ($k_п = 0{,}0345 \cdot 10^{-12}$ м^2); h – мощность пласта, м;

21. Определяем ожидаемый прирост дебита скважины после ГРП.
Дебит скважины найдем по формуле Дюпюи:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_п \cdot h \cdot \Delta P}{\mu_{жп} \cdot \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}, \tag{20}$$

$$Q = 70 \frac{\text{м}^3}{\text{сут.}},$$

где Q – дебит скважины, м^3/сут.; ΔP – депрессия на забое, ΔP = 6 МПа.

22. Ожидаемый эффект от ГРП предварительно можно определить по приближенной формуле Г.К. Максимовича:

$$n = \frac{Q_2}{Q_1}, \tag{21}$$

$$n = \frac{70}{5} = 14,$$

где Q_1 – дебит скважины до гидроразрыва, м^3/сут. Q_1 = 5 м^3/сут.; Q_2 – дебит скважины после гидроразрыва, м^3/сут.

После гидроразрыва пласта можно ожидать более чем десятикратное увеличение дебита скважины. Расчетный прирост ГРП приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Расчетный прирост после ГРП

Рзаб, атм	Добыча (Скин-фактор = 0)		Добыча (после ГРП)		Прирост*
	жидкость (м^3/сут.)	нефть (т/сут.)	жидкость (м^3/сут.)	нефть (т/сут.)	нефть (т/сут.)
198	5	3,1	70	43	39,9

Так как по условию задано ввести в трещины 50 т проппанта, то согласно характеристике агрегата 4ПА, потребуется 3 пескосмесителя.

Количество автоцистерн определяем, исходя из объема рабочей жидкости процесса ГРП ($V_ж$ = 167 м^3). Для обеспечение проведения процесса потребуется 6 автоцистерн ЦР-20 вместимостью 17 м^3, две из них для продавочной жидкости, четыре для жидкости разрыва. Необходимое количество химреагента для проведения работ приведено в таблице 3. Стадии проведения ГРП с указанием времени в таблице 4.

Таблица 3 – Необходимое количество химреагентов на проведение работ

AMA3DP – Микробиоцид	6,8 кг	J569 – Капсулированный брейкер	53,0 кг
J450 – Стабилизатор	353 лт	J475 – Капсулированный брейкер	37,8 кг
L071 – Стабилизатор	690 лт	ВЭ04 – живой брейкер	29,2 кг
WNE-135-ПАВ	690 лт	Ср. конц. всего брейкера на весь $V_ж$	0,62 кг/м^3
B264 – Сшиватель	2652,33 лт	Ср. конц. Капс. брейкера на объем сшитой жидкости	0,54 кг/м^3
J580 – Гелирующий агент	2674,7 кг	16/20 ForeProp	42558,1 кг
		12/18 ForeProp (RCP)	7441,9 кг

Таблица 4 – Стадии проведения ГРП с указанием времени

Стадия, №	Стадия	Концентрация проппанта, кг/м^3	Объем смеси, м^3	Всего смеси, м^3	Чистая жидкость, м^3	Расход смеси, м^3/мин	Проппант за стадию, кг	Всего проппанта, кг	Брейкер концентрация, кг/м^3	Время стадии, чч:мм:сс
1	Нагнетательный тест WF115	0	14,1	14,1	14,1	4	0	0	Oof J569 – 0,96of B304	0:03:31
	Остановка, Запись МДЗТ	0	0	14,1	0	4,5	0	0	0 of J569 – 0 of B304	0:00:00
2	Буфер YF133RGD-E	0	59,2	73,3	59,2	4,2	0	0	0,3 of J569 – 0 of J475 – 0 of B304	0:55:57
3	Проппантная стадия YF133RGD-E 16/20 ForeProp	100	10,7	84	11,6	4,2	1069,8	1069,8	0,36 of J569 – 0 of J475 – 0 of B304	0:11:19
4	Проппантная стадия YF133RGD-E 16/20 ForeProp	100	21,9	105,9	11,8	4,2	2186	3255,8	0,42 of J569 – 0 of J475 – 0 of B304	0:11:56
5	Проппантная стадия YF133RGD-E 16/20 ForeProp	200	16,7	122,6	12,1	4,2	3348,8	6604,7	0,48 of J569 – 0 of J475 – 0 of B304	0:12:35
6	Проппантная стадия YF133RGD-E 16/20 ForeProp	200	22,8	145,4	12,3	4,2	4558,1	11162,8	0,48 of J569 – 0 of J475 – 0 of B304	0:13:14
7	Проппантная стадия YF133RGD-E 16/20 ForeProp	300	19,4	164,8	12,6	4,2	5814	16976,7	0,54 of J569 – 0 of J475 – 0 of B304	0:13:54
8	Проппантная стадия YF133RGD-E 16/20 ForeProp	300	23,3	188	12,6	4,2	6976,7	23953,5	0,6 of J569 – 0 of J475 – 0 of B304	0:14:19
9	Проппантная стадия YF133RGD-E 16/20 ForeProp	300	27,1	215,2	12,6	4,2	8139,5	32093	0 of J569 – 0,72 of J475 – 0 of B304	0:14:43
10	Проппантная стадия YF133RGD-E 16/20 ForeProp	300	27,9	243,1	11,3	4,2	8372,1	40465,1	0 of J569 – 0,96 of J475 – 0 of B304	0:13:36
11	Проппантная стадия YF133RGD-E 16/20 ForeProp	400	5,2	248,3	2,5	4,2	2093	42558,1	0 of J569 -1,2 of J475 – 0 of B304	0:03:06
12	Проппантная стадия YF133RGD-E 12/18 ForeProp(RCP)	400	7,3	255,6	3,5	4,2	2930,2	45488,4	0 of J569 -1,56 of J475 – 0 of B304	0:04:22
13	Проппантная стадия YF133RGD-E 12/18 ForeProp(RCP)	400	9,2	264,9	4	4,2	3697,7	49186	0 of J569 -1,92 of J475 – 0 of B304	0:05:05
14	Проппантная стадия YF133RGD-E 12/18 ForeProp(RCP)	400	2	266,9	0,8	4,2	814	50000	0 of J569 – 2 of J475 – 0 of B304	0:01:02
15	Продавливание WF115	0	13,1	280	13,1	4,2	0	50000	0 of J569 – 0 of J475 – 1,2 of B304	0:03:06
										2:58:14

На примере добывающей скважины приведен расчет дизайна ГРП, рассчитан дебит после проведения разрыва пласта. Прирост составил 39,9 т/сут., что обосновывает успешное проведение гидроразрыва пласта.

Литература:

1. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта : учебное пособие / П.М. Усачев. – М. : Недра, 1986. – 165 с.
2. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти : учебное пособие для вузов. – М. : ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.
3. Ильина Г.Ф. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: учебное пособие / Г.Ф. Ильина, Л.К. Алтунина; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). 2-е изд. – Томск : Изд-во ТПУ, 2012. – 164 с.
4. Отчет о научно-исследовательской работе. Технологическая схема разработки Талинской площади Красноленинского месторождения. Том 1, 2. – Тюмень, 1990.

References:

1. Usachev P.M. Hydraulic fracturing : manual / P.M. Usachev. – M. : Nedra, 1986. – 165 p.
2. Mishchenko I.T. Borehole oil production: manual for higher education institutions. – M. : Federal State Unitary Enterprise Publishing House Neft i gaz Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2003. – 816 p.
3. Ilyina G.F. Methods and technologies of increase in oil recovery for collectors of Western Siberia: manual / G.F. Ilyina, L.K. Altunin; National research Tomsk polytechnical university (TPU). 2nd prod. – Tomsk : TPU publishing house, 2012. – 164 p.
4. Report on research work. Technological scheme of development of Talinskaya Square of the Krasnoleninsky field. V. 1, 2. – Tyumen, 1990.