



УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ КИСЛОТНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА КАК СПОСОБА УВЕЛИЧЕНИЯ ДЕБИТА СКВАЖИН В КАРБОНАТНОМ КОЛЛЕКТОРЕ ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

APPLICATION OF ACID HYDRAULIC FRACTURING AS A METHOD OF INCREASING WELL FLOW RATE IN THE CARBONATE RESERVOIR OF THE YURUBCHENO-TOKHOMSKOYE FIELD

Степанов Руслан Илдарович

аспирант кафедры разработки
и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений,
Институт нефти и газа
Сибирский федеральный университет
rusya.stepanov.2017@bk.ru

Stepanov Ruslan Ildarovich

Postgraduate Student
of the Department of Development
and Operation of Oil and Gas Fields,
Institute of Oil and Gas
Siberian Federal University
rusya.stepanov.2017@bk.ru

Аннотация. Статья посвящена применению кислотного гидроразрыва пласта, как способа интенсификации добычи нефти и газа применительно к ЮТМ. Особенно этот метод актуален для месторождений со сложно построенным коллектором, как эффективный способ увеличения проницаемости призабойной зоны. В качестве объекта исследования рассматривается рифейский карбонатный кавернозно-трещиноватый коллектор ЮТМ. По результатам расчетов будут получены величины прогнозируемого дебита и коэффициента продуктивности, после проведения кислотного воздействия на пласт.

Annotation. this article is devoted to the application of acid hydraulic fracturing as a method of intensifying oil and gas production. This method is especially relevant for fields with a complex reservoir structure, as an effective way to increase the permeability of the bottomhole zone. The Riphean carbonate cavernous-fractured reservoir YUTM is considered as the object of study. Based on the calculation results, the values of the predicted flow rate and productivity coefficient will be obtained after acid treatment of the reservoir.

Ключевые слова: карбонатный коллектор, трещиноватость, кавернозность, продуктивность, дебит, кислотный гидроразрыв пласта.

Keywords: carbonate reservoir, fracturing, cavernosity, productivity, flow rate, acid hydraulic fracturing.

В работе приводится проектирование метода кислотного гидроразрыва пласта (КГРП), как способа воздействия на призабойную зону (ПЗП), в условиях карбонатного коллектора ЮТМ. Юрубчено-Тохомское месторождение является одним из крупнейших в Красноярском Крае и Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции [1]. Оно обладает гетерогенным фундаментом протерозойского возраста, перекрытого осадочным чехлом. Характеризуется карбонатным кавернозно-трещиноватым коллектором рифейского и вендского возраста [2]. Резервуар представлен непроницаемой матрицей, высокой неоднородностью распределения емкостных свойств, низкими величинами эффективной пористости и т.д. Кровля рифейских пород является размытой поверхностью, которую несогласно перекрывают более молодые отложения [3]. Основной разрабатываемый объект Юрубченская залежь, состоящая из микрзернистых доломитов, с прослоями слабо кремнистого доломита. В породах имеются включения кремнезема, которые располагаются в форме линз. Наблюдается развитие микро и макротрещин, пустот выщелачивания, заполненных вторичным доломитом. Для рифейского коллектора характерно наличие вторичной пустотности. В формировании емкости активное участие принимают высокопродуктивные трещины и зоны кавернозности. Матрица пород непроницаема, с размером пор менее 0,1 мкм и не принимает участие в фильтрации УВ [4]. Модель коллектора рифейских отложений приведена на рисунке 1.

Кавернозность развита с различной степенью интенсивности. Образована в результате выноса кальцитового и доломитового материала. Залежь массивного типа, дизъюнктивно экранированная, пластовая. Величина газонасыщенной толщины равна 81,7 м, нефтенасыщенной – от 11,2 и до 48 м [5]. Скважины эксплуатируются механизированным способом при помощи УЭЦН. Накопленная добыча составляет 3841,2 т. нефти, растворенного газа 940 млн м³, газа газовой шапки 70700 м³, газоконденсата 7143 тыс. тонн, с плотностью сетки скважин 224 Га. Нефти легкие, маловязкие, малосернистые, парафинистые. Газоконденсат с низким содержанием серы и малой температурой застывания. Показатели разработки Юрубченской залежи приведены в таблице 1.

Одним из способов поддержания базовой и привлечения дополнительной добычи является проведение геолого-технических мероприятий. К наиболее известным относится кислотная обработка скважин и различные ее модификации. В представленной работе рассматривается метод кислотного гидроразрыва пласта. Данный способ представляет собой гидроразрыв, при котором в качестве жидкости разрыва применяется кислота. Наиболее актуален для месторождений с карбонатным типом коллектора [6]. Далее автором приводится проектирование кислотного ГРП, для рифейской залежи ЮТМ. Данные для расчета приведены в таблице 2.

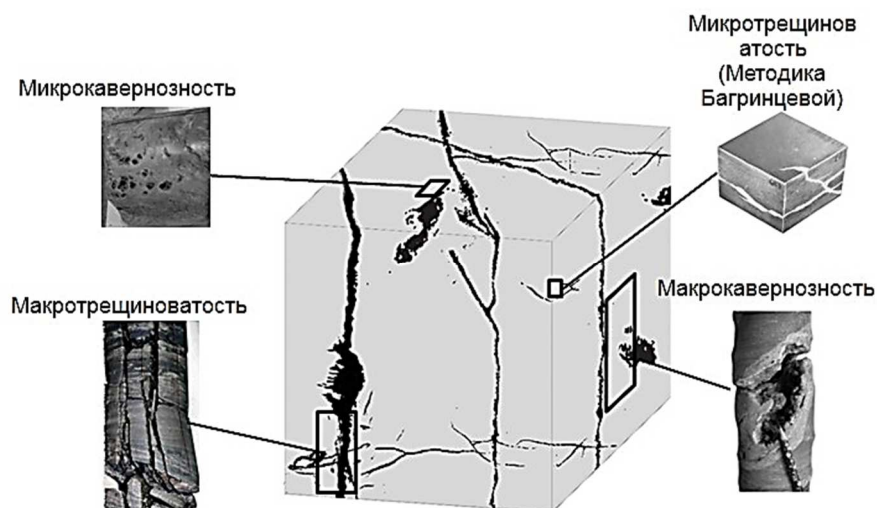


Рисунок 1 – Петрофизическая модель коллектора рифея Юрубчено-Тохомского месторождения

Таблица 1 – Средние значения показателей разработки Юрубченской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения

Параметр	Значение
Добыча нефти, тыс. тонн	2111,4
Накопленная добыча нефти, тыс.тонн	3841,2
Обводненность, %	30,4
Приемистость, м ³ /сут	1184,6
Газовый фактор, м ³ /м ³	5569
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут/МПа	20
Закачка воды, тыс. м ³ /г	856
Добыча свободного газа, млн м ³ /г	1014,4
Добыча растворенного газа, млн м ³ /г	940

Таблица 2 – Данные для расчета кислотного ГРП (Юрубчено-Тохомское месторождение)

Параметр	Значение
Забойное давление, МПа	20,5
Радиус дренирования скважины, м	1500
Средняя длина горизонтального ствола скважины, м	1000
Пластовое давление, МПа	24,9
КИН, д. ед	0,632
Плотность пород, г/см ³	2650
Вязкость нефти, МПа * с	0,250
Коэффициент Пуассона, д.ед	0,3
Максимальная концентрация пропанта для заполнения трещин, кг/м ³	300
Плотность жидкости ГРП, кг/м ³	1000
Модуль Юнга, Па	0,5 * 10 ⁴
Объемный коэффициент нефти, д. ед	1,379
Нефтенасыщенность, д. ед	0,870
Эффективная мощность пласта, м	42,1
Отметка кровли пласта, м	2281
Темп закачки, м ³ /с	0,012
Плотность песка кг/м ³	2500
Плотность жидкости, которая применяется для ГРП, кг/м ³	0,930
Радиус скважины, м	0,5
Диаметр ЭК, мм	0,114
Предельное напряжение сдвига, МПа	1,5
Рабочее давление агрегата, Па	9,9
Подача агрегата при данном рабочем давлении, м ³ /с	0,0146



Кислотный ГРП описывается уравнением концентрации кислоты в дифференциальной форме [7]:

$$\frac{\partial C}{\partial t} = -V_{\alpha} * \frac{\partial C}{\partial x} + \frac{\partial}{\partial x} * \left(D_e * \frac{\partial C}{\partial x} \right) - \alpha * C, \tag{1}$$

где V_{α} – средняя скорость движения в трещине м/с, D_e – эффективный коэффициент перемешивания д.ед, C_i – входная концентрация, α – коэффициент, учитывающий влияние реакции кислоты на стенках трещины, который является функцией от константы реакции пористости.

Вертикальная составляющая горного давления рассчитывается следующим образом:

$$P_{гв} = \rho_{п} * g * L_c, \tag{2}$$

где $\rho_{п}$ – плотность жидкости г/см³, g – ускорение свободного падения м/с², L_c – глубина скважины м.

$$P_{гв} = 2650 * 9,81 * 1820 * 10^{-6} = 47,31 \text{ МПа.}$$

Горизонтальная составляющая горного давления определяется по формуле:

$$P_r = \frac{0}{1-\nu} * P_{гв}, \tag{3.}$$

где ν – коэффициент Пуассона д.ед.

$$P_r = \frac{0,3}{1-0,3} * 47,31 = 20,28 \text{ МПа.}$$

Забойное давление разрыва рассчитывается при помощи следующего выражения [8]:

$$P_{заб.р} = 5,25 * \frac{1}{(1-\nu^2)^2} * \left(\frac{E}{P_{гг}} \right)^2 * \frac{Q_{\mu_{жр}}}{P_{гг} * V_{жр}}, \tag{4}$$

где ν – коэффициент Пуассона д.ед, $P_{гг}$ – горизонтальная составляющая горного давления МПа; E – модуль Юнга Па; Q – темп закачки разрыва м³/сек (в соответствии с характеристикой насосного агрегата), $\mu_{жр}$ – вязкость жидкости разрыва МПа * с.

$$P_{заб.р} = 5,25 * \frac{1}{(1-0,3^2)^2} * \left(\frac{0,5 * 10^{-4}}{20,28} \right)^2 * \frac{0,012 * 0,275}{20,28 * 1,58} = 39,6 \text{ МПа.}$$

Скорость движения жидкости в НКТ определяется по выражению:

$$V_{жр} = \frac{Q}{F}, \tag{5}$$

где Q – темп закачки м³/с, F – внутренний диаметр НКТ мм.

$$V_{жр} = \frac{0,012}{75,9} = 1,58 \text{ м/с.}$$

Концентрация песка в смеси рассчитывается по следующему выражению:

$$\beta_{п} = \frac{\frac{C_0}{\rho_0}}{\frac{C_0}{\rho_0} + 1}, \tag{6}$$

где C_0 – концентрация проппанта кг/м³, ρ_0 – плотность песка кг/м³.

$$\beta_{п} = \frac{\frac{300}{2500}}{\frac{300}{2500} + 1} = 0,107 \text{ кг/м}^3.$$

Плотность используемого проппанта определим по формуле:

$$\rho_{ж} = \rho_0(1 - \beta_{п}) + \rho_{пес} * \beta_{п}, \tag{7}$$

где $\rho_{пес}$ – плотность проппанта кг/м³, ρ – плотность применяемой жидкости, кг/м³.

$$\rho_{ж} = 930 * (1 - 0,107) + 2500 * 0,107 = 1098 \text{ кг/м}^3.$$

Вязкость жидкости песконосителя определяется по выражению:

$$\mu_{жп} = \mu_n * \exp(3,18 * C_0), \tag{8}$$

где μ_n – вязкость нефти МПа * с.

$$\mu_{жп} = 0,25 * \exp(3,18 * 0,107) = 0,386 \text{ МПа * с.}$$



Число Рейнольдса определяются при закачке смесей ГРП, по следующей формуле:

$$Re = \frac{4 \cdot Q \cdot \rho_{ж}}{\pi \cdot d \cdot \mu_{ж}}, \tag{9}$$

где $\mu_{ж}$ – вязкость жидкости при МГРП, $кг/м^3 \cdot с^2$.

$$Re = \frac{4 \cdot 0,012 \cdot 1098}{3,14 \cdot 0,114 \cdot 0,250} = 588.$$

Коэффициент гидравлического сопротивления рассчитывается следующим образом:

$$\Lambda = \frac{64}{Re}, \tag{10}$$

$$\Lambda = \frac{64}{588} = 0,108.$$

Потери на трение рассчитаем с применением выражения:

$$P_T = \Lambda \cdot \frac{\rho_{ж} \cdot H \cdot Q^2}{2 \pi^2 \cdot d^5}, \tag{11}$$

где H – отметка кровли продуктивного пласта м.

$$P_T = 0,108 \cdot \frac{1098 \cdot 2281 \cdot 0,012^2}{2 \cdot 3,14^2 \cdot 0,114^5} = 10,2 \text{ Мпа.}$$

Устьевое давление определяется по формуле:

$$P_{усть} = P_{заб} - P_{гидр} + P_T, \tag{12}$$

$$P_{устьев} = 20,5 - 22,6 + 10,2 = 7,85 \text{ Мпа.}$$

Режим течения жидкости по НКТ рассчитаем по выражению:

$$V_{кр.жр} = 2s \cdot \sqrt{\frac{\tau_{жр}}{\rho_{жр}}}, \tag{13}$$

где $\tau_{жр}$ – предельное напряжение сдвига МПа, $\rho_{жр}$ – плотность жидкости разрыва $кг/м^3$.

$$V_{кр.жр} = 25 \cdot \sqrt{\frac{1,5}{1000}} = 0,97.$$

Определяем величину гидростатического давления столба геля по формуле:

$$P_{гидр} = \rho_{ж} \cdot g \cdot H, \tag{14}$$

где $\rho_{ж}$ – плотность жидкости гидроразрыва $кг/м^3$, g – ускорение свободного падения $м/с^2$, H – отметка кровли продуктивного пласта м.

$$P_{гидр} = 1014 \cdot 9,81 \cdot 2281 = 22,6 \text{ Мпа.}$$

Коэффициент гидравлического сопротивления определяется при помощи выражения:

$$N = \frac{P_y \cdot Q}{(Q_p \cdot P_p \cdot K_{ТС})} + 1, \tag{15}$$

где P_p – рабочее давление агрегата Па, Q_p – подача агрегата при данном рабочем давлении $м^3/с$, $K_{ТС}$ – коэффициент технического состояния агрегата, в зависимости от срока службы.

$$N = \frac{8,8 \cdot 0,012}{(29 \cdot 0,0146 \cdot 0,7)} + 1 = 3 \text{ шт.}$$

Длина трещины после проведения закачки оценивается с помощью выражения:

$$l = \sqrt{\frac{V_{ж} \cdot E}{5,6 \cdot (1 - \nu^2) \cdot h \cdot (P_3 - P_{г.г})}}, \tag{16}$$

где E – модуль упругости пород Па, h – вскрытая толщина пласта м.

$$l = \sqrt{\frac{63 \cdot 0,5 \cdot 10^4}{5,6 \cdot (1 - 0,3^2) \cdot 42,1 \cdot (20,5 - 20,28)}} = 8,16 \text{ м.}$$

Раскрытость или ширина трещины определяется по выражению:

$$\omega = \frac{4 \cdot (1 - \nu^2) \cdot l \cdot (P_3 - P_{г.г})}{E}, \tag{17}$$

где ν – модуль Юнга Па, l – длина трещины м, P_3 – забойное давление МПа, $P_{г.г}$ – горизонтальная составляющая горного давления МПа, E – модуль Юнга Па.



$$\omega = \frac{4 \cdot (1 - 0,3^2) \cdot 8,16 \cdot (20,5 - 20,28)}{0,5 \cdot 10^4} = 1,05 \text{ м.}$$

Дебит после проведения КГРП в условиях применения горизонтальной скважины, мы можем определить применяя формулу Р.М. Батлера [9]:

$$Q = \frac{2\pi kL\Delta P}{\mu \cdot b \left[\frac{\pi \cdot R_k}{h} + \left(\ln \frac{h}{r_c} \right) - \ln \pi \right]}, \tag{18}$$

где k – проницаемость мкм², L – длина горизонтальной скважины м, ΔP – перепад давления между пластом и забоем скважины МПа, μ – вязкость пластового флюида мПа * с, r_c – радиус скважины м, R_k – радиус контура питания м, b – объемный коэффициент нефти д.ед, h – эффективная нефтенасыщенная толщина пласта м

$$Q = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 107 \cdot 10^{-15} \cdot 86400 \cdot 1000 \cdot 4,4}{0,877 \cdot 1,379 \left[\frac{3,14 \cdot 1500}{42,1} + \left(\ln \frac{42,1}{0,5^2} \right) - \ln 3,14 \right]} = 82,2 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Взаимодействие доломита с кислотой:



В качестве закрепляющего материала используем проппант плотностью 2,8 г/см³, что снижает риск его выброса в процессе проведения КГРП. В качестве несущей жидкости применяем гель водный Химеко-В [10]. Исходя из объема трещины вдавливания в породу и риска утечки, необходимо закачать 20 тонн проппанта. Закачку будем делать двумя порциями: 7 тонн проппанта 12/18 и 13 тонн проппанта фракции 20/40.

$$V_{ж12/18} = 7000/400 = 17,25,$$

$$V_{ж20/40} = 13000/400 = 32,5.$$

Коэффициент продуктивности рассчитывается с применением формулы Giger:

$$J_4 = \frac{(P_{пл} + P_{заб})}{\mu \cdot P_{атм} \cdot \left[\ln \left(\frac{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2 \cdot R_k} \right)^2}}{\frac{L}{2 \cdot R_k}} \right) + \frac{h}{L} \ln \left(\frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_{скв}} \right) \right]}, \tag{19}$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление МПа, $P_{заб}$ – забойное давление МПа, L – длина горизонтальной скважины м, $P_{атм}$ – атмосферное давление МПа, μ – вязкость пластового флюида мПа * с, h – эффективная толщина пласта м, r_c – радиус скважины м, R_k – радиус контура питания м

$$J_4 = \frac{(24,9 + 20,5)}{0,877 \cdot 10^5 \cdot \left[\ln \left(\frac{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{1000}{2 \cdot 1500} \right)^2}}{\frac{1000}{2 \cdot 1500}} \right) + \frac{42,1}{1000} \cdot \ln \left(\frac{42,1}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,5} \right) \right]} = 27,6 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{Мпа.}$$

Данные по дебиту и коэффициенту продуктивности до и после проведения кислотного гидроразрыва приведены в таблицах 3 и 4:

Таблица 3 – Дебит скважины до и после проведения КГРП (Юрубчено-Тохомское месторождение):

Дебит до КГРП, м ³ /сут	Дебит после КГРП, м ³ /сут
21,3	82,2

Таблица 4 – Коэффициент продуктивности до и после проведения КГРП [Юрубчено-Тохомское месторождение]

Коэффициент продуктивности до КГРП, м ³ /сут/МПа	Коэффициент продуктивности после КГРП, м ³ /сут/МПа
20	27,6

В рамках исследований выполнена оценка применения кислотного гидроразрыва пласта, как способа увеличения производительности скважин. Показано что применение метода позволяет увеличивать дебит и коэффициент продуктивности горизонтальных добывающих скважин Юрубчено-Тохомского месторождения в 1,5–3 раза. Данная методика может быть рекомендована как универ-



сальный способ интенсификации добычи, в условиях карбонатного кавернозно-трещиноватого коллектора, который можем применяться на любой стадии разработки месторождения.

Список литературы:

1. Степанов Р.И. Обзор методов выделения параметров зон трещиноватости при оценке фильтрационных свойств трещин с учетом геолого-геофизических данных сложно построенного рифейского карбонатного коллектора Юрубчено-Тохомского месторождения / Р.И. Степанов, Е.В. Прокатень // Нефтепромысловое дело. – 2024. – № 11(671). – С. 15–26.
2. Кутукова Н.М. Критерий продуктивности рифейских отложений Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции по комплексу геолого-геофизических данных // Актуальные проблемы нефти и газа. – Вып 3. 2019. – С. 1–10.
3. Сауткин Р.С. Коллекторские свойства и продуктивность рифейских отложений Юрубчено-Тохомского месторождения. Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова. – 2015. – С. 25–34.
4. Нефтегазоносность древних продуктивных толщ запада сибирской платформы / А.К. Битнер [и др.]. – Красноярск : «ПГО Енисейнефтегазогеология, КФ СНИИГИМС», 1990. – 114 с.
5. Юрубчено-Тохомская зона газонефтеаккумуляции – важный объект концентрации региональных и поисково-разведочных работ, в верхнем протерозое Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции / А.А. Конторович [и др.] // Геология и геофизика. – 1988. – № 11. – С. 45–55.
6. Ибрагимов Л.Х. Интенсификация добычи нефти / Л.Х. Ибрагимов, И.Т. Мищенко, Д.К. Челоянц.. – М. : Наука, 2000. – 414 с.
7. Мищенко И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа. – М. : Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им И.М. Губкина, 2008. – 296 с.
8. 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.
9. Батлер Р.М. Горизонтальные скважины для добычи нефти газа и битумов. – М.; Ижевск : Институт компьютерных исследований НИЦ Регулярная и хаотичная динамика. 2010. – 536 с.
10. Косентино Л. Системные подходы к изучению пластов. – М.; Ижевск : Институт компьютерных исследований «НИЦ Регулярная и хаотичная динамика» 2007. – 400 с.

List of references:

1. Stepanov R.I. Review of methods for identifying fracture zone parameters when assessing the filtration properties of fractures taking into account geological and geophysical data of the complex Riphean carbonate reservoir of the Yurubcheno-Tokhomskeye field / R.I. Stepanov, E.V. Prokaten // Oil production business. – 2024. – № 11(671). – P. 15–26.
2. Kutukova N.M. Productivity criterion of the Riphean deposits of the Yurubcheno-Tokhomskaaya oil and gas accumulation zone based on a set of geological and geophysical data. Actual problems of oil and gas. – Iss. 3. – 2019. – P. 1–10.
3. Sautkin R.S. Reservoir properties and productivity of the Riphean deposits of the Yurubcheno-Tokhomskeye field. Moscow State University named after M.V. Lomonosov. – 2015. – P. 25–34.
4. Oil and gas potential of ancient productive strata of the western Siberian platform / A.K. Bitner [et al.]. – Krasnoyarsk : «PGO Yeniseineftegazogeologiya, KF SNII-GIMS», 1990. – 114 p.
5. Yurubcheno-Tokhomskaaya gas and oil accumulation zone is an important object of concentration of regional and exploration work in the Upper Proterozoic of the Lena-Tunguska oil and gas province / A.A. Kontorovich [et al.] // Geology and geophysics. – 1988. – № 11. – P. 45–55.
6. Ibragimov L.Kh. Intensification of oil production / L.Kh. Ibragimov, I.T. Mishchenko, D.K. Cheloyants.. – M. : Nauka, 2000. – 414 p.
7. Mishchenko I.T. Calculations for oil and gas production. – M. : Publishing house «Oil and Gas» of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2008. – 296 p.
8. Mishchenko I.T. Well oil production. Textbook for universities. – M. : FSUE. Publishing house. Oil and Gas. «Gubkin Russian State University of Oil and Gas», 2003. – 816 p.
9. Butler R.M. Horizontal wells for oil, gas and bitumen production. – M.; Izhevsk : Institute of Computer Research NIC Regular and Chaotic Dynamics. 2010. – 536 p.
10. Cosentino L. Systematic approaches to studying layers. – M.; Izhevsk : Institute of Computer Research «Regular and Chaotic Dynamics» NIC 2007. – 400 p.