

УДК 622.276.66

Мустафин Ильнар Азатович

Оператор по добыче нефти и газа 4 разряда

ООО «Газпром добыча Уренгой»

*Студент 2 курса кафедры разработки и эксплуатации газовых и
газоконденсатных месторождения*

Уфимский государственный нефтяной технический университет,

г. Уфа, Российская Федерация

email: mustafin.i.a@gmail.com

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ НА ОСНОВЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Аннотация. В статье рассматривается моделирование процесса гидроразрыва пласта на фонде скважин газоконденсатного промысла №8 Уренгойского газопромыслового управления. Анализируется эффект от проведения мероприятия и адаптация модельных данных к историческим.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, многостадийный гидроразрыв, трещина, проницаемость, скин-фактор, дебит, суммарная добыча, адаптация, призабойная зона пласта, депрессия, давление, приток.

Annotation. The article considers modeling of the hydraulic fracturing process in the well stock of gas condensate field No. 8 of the Urengoy gas production department. The effect of the event and the adaptation of model data to historical data are analyzed.

Keywords: hydraulic fracturing, multistage hydraulic fracturing, fracture, permeability, skin factor, flow rate, total production, adaptation, bottomhole formation zone, depression, pressure, inflow.

Актуальными проблемами фонда скважин газоконденсатного промысла №8 Уренгойского газопромыслового управления являются

ухудшение проницаемости и обводнение призабойной зоны пласта. Это влечет за собой снижение дебита газа и входного давления в газосборном коллекторе, а также последующее нарушение технического режима работы промысла, от которого зависят оптимальные показатели работы аппаратов по подготовке продукции, дожимной компрессорной станции и объём подготовленного газа, подаваемого в межпромысловый коллектор.

В течение нескольких десятилетий в процессе эксплуатации скважин на Уренгойском НГКМ особых проблем не возникало. Избыточные энергетические возможности и достаточное количество резервных скважин позволяли добывать запланированные объемы газа за счет использования традиционных технологий эксплуатации скважин. С середины 1990-х гг. ситуация резко изменилась. Пластовое давление, а соответственно и дебиты скважин значительно снизились.

Обеспечить стабильную работу скважин в сложившейся ситуации в течение ближайших 20 лет и дальше возможно только за счет комплексного использования традиционных и вновь создаваемых технологий эксплуатации скважин [1].

Популярным методом интенсификации притока на Уренгойском НГКМ является гидравлический разрыв пласта (ГРП). Целью мероприятия является увеличение проницаемости призабойной зоны созданием искусственных или расширения естественных трещин в породе пласта. Это достигается путём закачки в пласт вязких жидкостей с большим расходом и под большим давлением (выше давления разрыва пород). В образованные трещины жидкостями разрыва транспортируется сшивающий зернистый материал (проппант), закрепляющий трещины после снятия давления.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) – это один из основных методов интенсификации добычи нефтяных и газовых скважин, приводящий к резкому увеличению дебита добывающей скважины, а также к увеличению приемистости нагнетательных скважин путем создания трещины высокой

проводимости для восстановления контакта скважины с неповрежденной породой.

Задачи проведения ГРП:

- интенсификация притока нефти, газа;
- увеличение площади контакта скважины с пластом;
- увеличение дебитов добывающих скважин или приемистости нагнетательных скважин;
- повышение нефте- газоотдачи пласта;
- сокращение объёма попутно добываемой воды.

Основные области применения ГРП – это низкопроницаемые коллекторы и месторождения с трудноизвлекаемыми запасами [2].

Этапы проведения ГРП (рисунок 1):



Рисунок 1 – Схема проведения ГРП

1) Закачка жидкости разрыва (формирование трещины)

– этап создания трещин начинается с интенсивной закачки в ствол скважины маловязких жидкостей разрыва (на водной и нефтяной основах, кислот и пен) для увеличения давления в перфорационных каналах выше давления ГРП;

– дальнейший рост трещины продолжается при давлении распространения трещины (сумма напряжений в пласте, падения эффективного давления и перепада давлений в призабойной зоне).

2) Заполнение трещины расклинивающим агентом (пропантом)

– после разрыва под воздействием давления жидкости трещина увеличивается. В образованные трещины, не снижая давления, закачивают жидкость – песконоситель – вязкую жидкость, смешанную с кварцевым, отсортированным песком или пропантом.

3) Закачка продавочной жидкости

– на последнем этапе закачивается продавочная жидкость для проталкивания пропанта в трещины и предохранения их смыкания;

– до момента снижения давления до атмосферного устье скважины закрывают;

В программном обеспечении tНавигатор гидроразрыв пласта моделируются при помощи следующих секций:

1) Проекция/плоскости ГРП – 2D кривая, точка привязки к траектории скважины;

2) Шаблон ГРП – проекция/плоскость ГРП, дополнительные параметры геометрии трещины, геометрия и свойства ЗТ и ЗВТ;

3) Арифметика трещины – продвинутый метод задания свойств ЗТ и ЗВТ;

4) Стадия ГРП – шаблон грп и траектория скважины, количество стадий ГРП, интервалы портов ГРП [3].

Ниже приведены параметры модели (таблица 1).

Таблица 1. – Характеристики модели

Наименование параметра	Значение
Размеры модели, м	2000*2000*20
Модель черной нефти	сухой газ и вода
Пористость, д.ед	0.16
Проницаемость, мД	21 (в ПЗП – 0.003)
Глубина, м	1200-1220

Выполним вышеописанные секции, создадим наклонно-направленную скважину, привяжем гидроразрыв к скважине и получим следующую картину (рисунок 2).

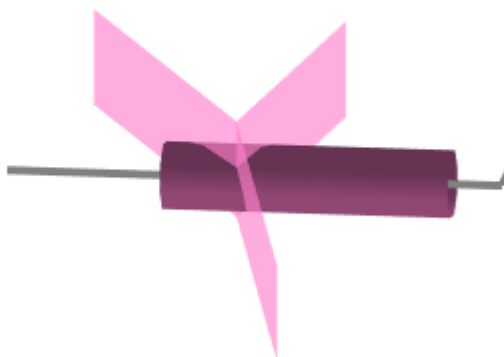


Рисунок 2 – Линии ГРП для скважины

Инициализация стадии ГРП в гидродинамической модели. Создадим стратегию разработки. Пластовое давление – 14 бар, забойное давление – 10 бар, устьевое – 7 бар. Начало разработки – 01.01.2018, активация трещины – 01.04.2018. Время разработки – 1 год.

Имеем следующие исторические данные для трещины ГРП.

Начальные данные (исторические):

- Проницаемость трещины – 473 мД;
- Высота трещины – 20 м;
- Полудлина трещины 43 м;
- Ширина закрепленной трещины – 2 мм;
- Количество пропанга – 15 тн.

В данном расчете определяем основные показатели разработки газовой залежи: дебит, суммарный объём добычи.

Таблица 2 – Дебит газа, суммарная добыча без ГРП (исторические)

Время	Дебит газа, тыс. м ³ /сут.	Суммарная добыча, тыс. м ³
01.01.2018	0,000	0,000
01.02.2018	21,618	648,54
01.03.2018	21,129	1282,41
01.04.2018	20,996	1912,29
01.05.2018	20,853	2537,88
01.06.2018	20,712	3159,24
01.07.2018	20,633	3778,23
01.08.2018	20,516	4393,71
01.09.2018	20,398	5005,65
01.10.2018	20,299	5614,62
01.11.2018	20,215	6221,01
01.12.2018	20,141	6825,3
01.01.2019	20,075	7427,55

Таблица 3 – Дебит газа, суммарная добыча с ГРП(исторические)

Время	Дебит газа, тыс. м ³ /сут.	Суммарная добыча, тыс. м ³
-------	---------------------------------------	---------------------------------------

01.01.2018	0,000	0,000
01.02.2018	81,199	2435,97
01.03.2018	76,855	4741,62
01.04.2018	74,962	6990,48
01.05.2018	73,144	9184,8
01.06.2018	71,701	11335,83
01.07.2018	69,554	13422,45
01.08.2018	67,996	15462,33
01.09.2018	66,739	17464,5
01.10.2018	65,728	19436,4
01.11.2018	64,877	21382,65
01.12.2018	64,144	23306,97
01.01.2019	63,503	25212,06

Внедрим наши исторические данные в модель и проанализируем результаты.

Таблица 4 – Дебит и суммарная добыча газа по модели без ГРП

Время	Дебит газа, тыс. м ³ /сут.	Суммарная добыча, тыс. м ³
01.01.2018	0,00	0,000
01.02.2018	21,95	701,669
01.03.2018	21,59	1309,889
01.04.2018	21,35	1952,851
01.05.2018	21,35	1974,198
01.06.2018	21,34	1995,538
01.07.2018	21,16	2610,768
01.08.2018	20,99	3263,048
01.09.2018	20,83	3888,095
01.10.2018	20,69	4531,018
01.11.2018	20,55	5169,602

01.12.2018	20,43	5782,437
01.01.2019	20,30	6413,125

Таблица 5 – Дебит и суммарная добыча газа по модели с ГРП до адаптации

Время	Дебит газа, тыс. м ³ /сут.	Суммарная добыча, тыс. м ³
01.01.2018	0,00	0,00
01.02.2018	94,39	2831,571
01.03.2018	89,82	5526,185
01.04.2018	87,33	8146,087
01.05.2018	84,74	10688,214
01.06.2018	82,94	13176,517
01.07.2018	80,87	15602,522
01.08.2018	79,55	17989,112
01.09.2018	78,34	20339,256
01.10.2018	77,12	22652,85
01.11.2018	75,09	24905,67
01.12.2018	74,51	27141,09
01.01.2019	72,70	29322,05

Сравним параметры разработки с ГРП по истории и модели до адаптации.

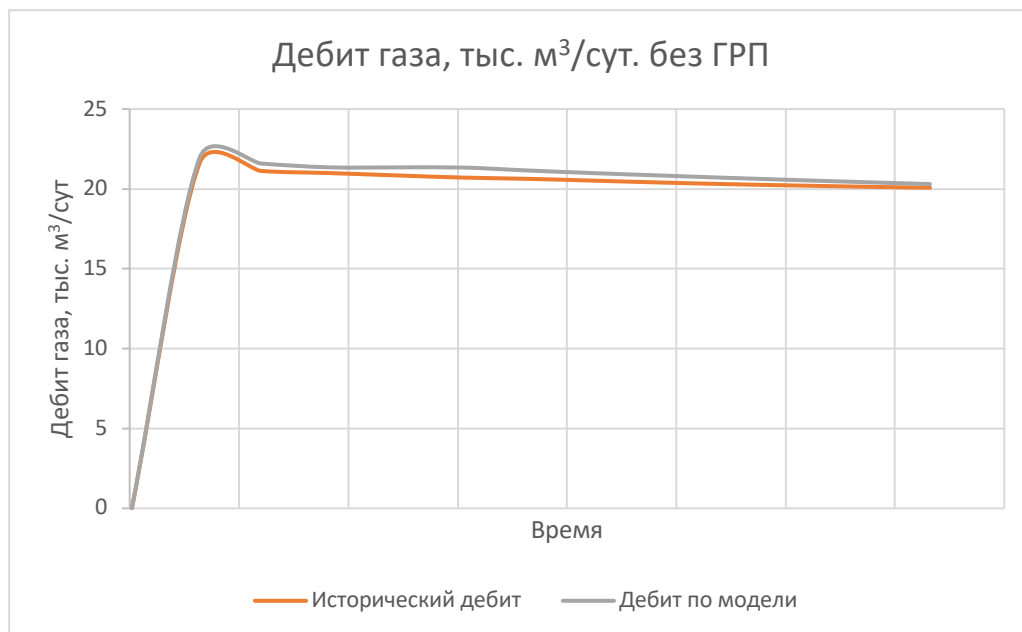


Рисунок 3 – График зависимости дебитов газа от времени без ГРП

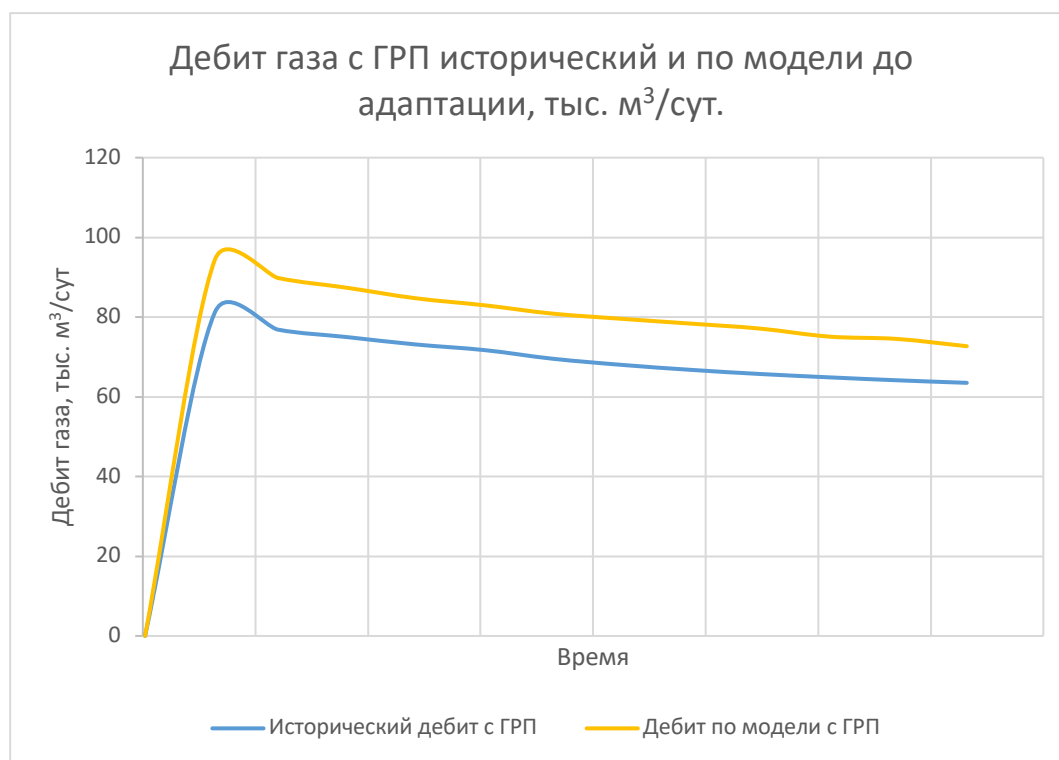


Рисунок 4 – График зависимости дебитов газа от времени с ГРП

Наблюдаем на рисунке заметное расхождение исторических и

модельных данных. Приступим к адаптации модели под промысловые значения.

Применим следующие характеристики для трещины ГРП:

Проницаемость трещины – 440 мД;

Высота трещины – 18 м;

Полудлина трещины 37 м;

Ширина закрепленной трещины – 2 мм;

Количество пропанта – 15 тн.

Получим следующие результаты.

Таблица 6 – Дебит и суммарная добыча газа с ГРП по модели после адаптации

Время	Дебит газа, тыс. м ³ /сут.	Суммарная добыча, тыс. м ³
01.01.2018	0,00	0,000
01.02.2018	82,09	2462,66401
01.03.2018	77,83	4797,56231
01.04.2018	76,69	7098,26761
01.05.2018	75,03	9349,1048
01.06.2018	73,65	11558,7241
01.07.2018	72,40	13730,849
01.08.2018	70,90	15857,9369
01.09.2018	69,83	17952,8079
01.10.2018	69,01	20023,1199
01.11.2018	67,69	22053,8497
01.12.2018	65,95	24032,2097
01.01.2019	65,19	25988,0591

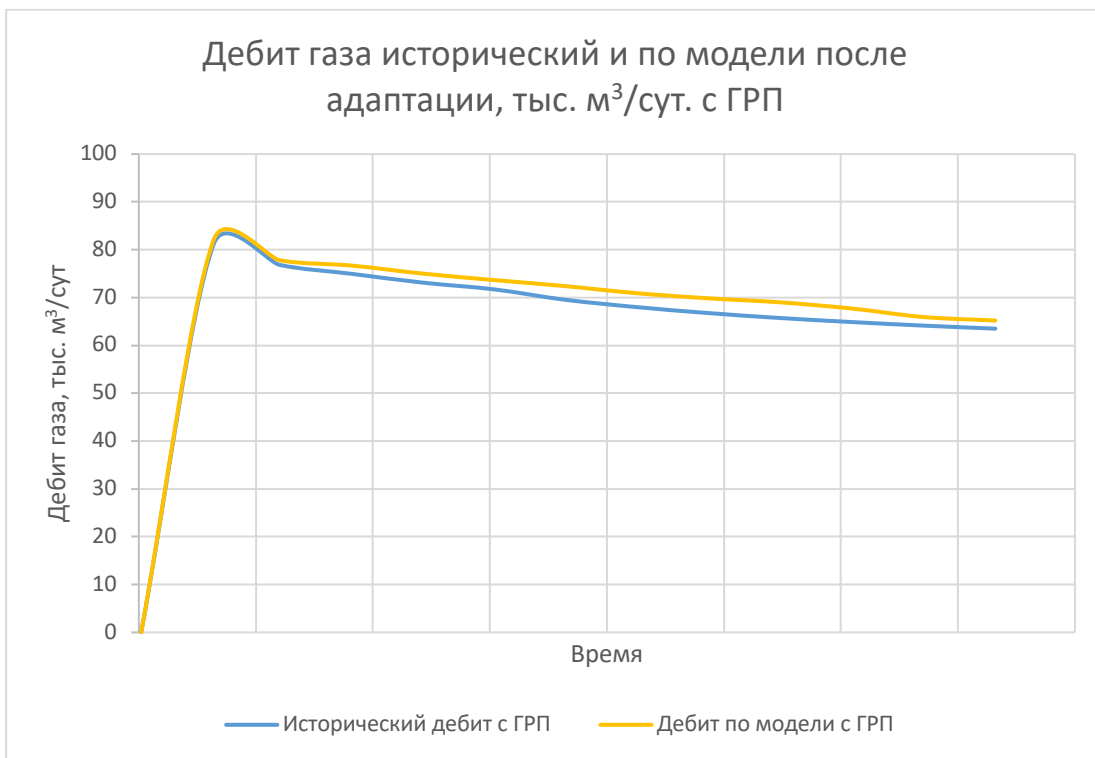


Рисунок 5 – График зависимости дебитов газа от времени с ГРП
после адаптации

Также сравним суммарную добычу газа.

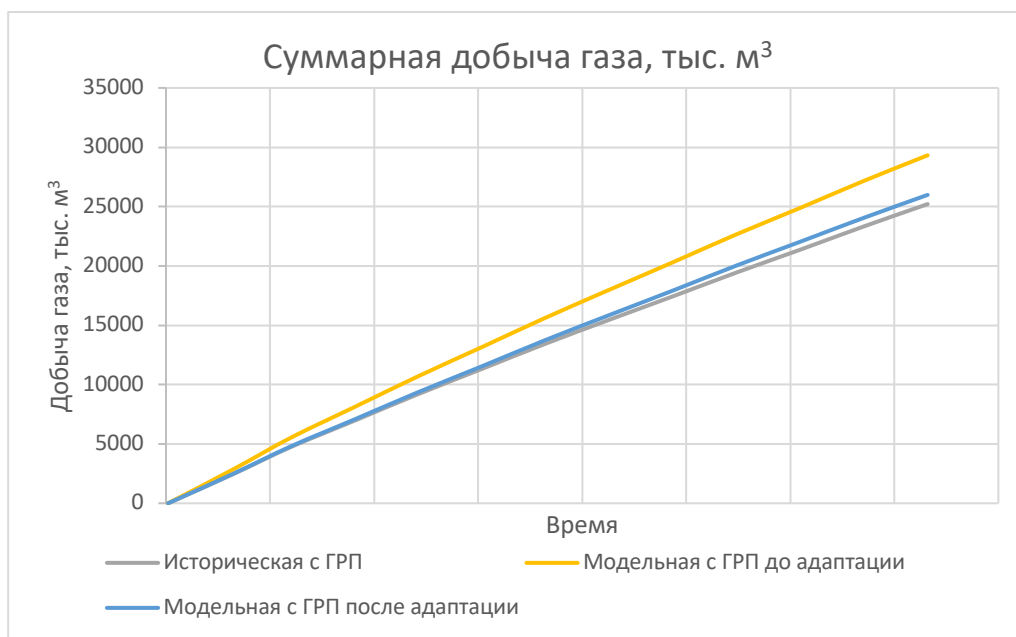


Рисунок 6 – График зависимости накопленной добычи от времени

Посчитаем погрешность дебита и суммарной добычи при адаптации модели:

$$\Delta Q = \frac{Q_{\text{мод}} - Q_{\text{ист}}}{Q_{\text{мод}}} \cdot 100\%, \quad (1)$$

$$\Delta Q_{\text{сум}} = \frac{Q_{\text{мод.сум}} - Q_{\text{ист.сум}}}{Q_{\text{мод.сум}}} \cdot 100\%, \quad (2)$$

$$\Delta Q = \frac{82,09 - 81,199}{82,09} \cdot 100\% = 1,08\%$$

$$\Delta Q_{\text{сум}} = \frac{2462,66 - 2435,97}{2462,66} \cdot 100\% = 1,08\%$$

Выводы и практические рекомендации

Были проанализированы исторические данные по дебиту для скважины без ГРП и с ГРП. Произведена адаптация модели к промысловым данным, при адаптации модели с ГРП погрешность по дебиту и суммарной добыче составила 1,08. Начальный дебит с ГРП выше в 3,73 раза чем до проведения мероприятия, суммарная добыча за год после проведения ГРП выше в 4,05 раза.

Литература:

1. Архипов Д. В. Анализ эффективности применения гидравлического разрыва пласта на месторождении X: магистерская диссертация / Д. В. Архипов ; Национальный исследовательский Томский

политехнический университет (ТПУ), Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР), Отделение нефтегазового дела (ОНД) ; науч. рук. И. В. Шарф. — Томск, 2021. <https://earchive.tpu.ru/handle/11683/66918>

2. Юсифов Т.Ю., Зизаев Р.М., Колода А.В., Аскеров А.А. Комплексный подход к проектированию гидроразрыва глинистых пластов нефтяных месторождений (на примере БП14 Тарасовского месторождения ООО «РН–Пурнефтегаз») <https://ogbus.ru/article/view/kompleksnyj-podход-k-proektirovaniyu-gidrorazryva-glinistykh-pl>

3. Создание трещин ГРП в Дизайнере Моделей. MD6.1_HowToCreateFracViaLGR https://tnavigator.rfdyn.ru/Documentation/tNavigatorTutorialsRUS/24.4/MD6.1_HowToCreateFracViaLGR/How_to_Create_Frac_via_LGR_Russian.pdf