

Подходы к комплексированию интерпретации гидродинамических исследований с промыслово-геофизическими и лабораторными для горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта

Самойлов А.С.¹, Вотчель В.А.¹, Егорова А.П.², Мокина Д.С.²

¹Базовая кафедра ООО «Газпром ВНИИГАЗ» ВИШ ЕГ, ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия;

²ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Тюмень, Россия

a_samoylov@vniigaz.gazprom.ru

Аннотация

Гидродинамические исследования скважин (ГДИС) являются важным инструментом определения фильтрационно-емкостных свойств пласта, для газовых и газоконденсатных залежей являются одним из инструментов достоверного определения коэффициента продуктивности скважины в динамике эксплуатации и влияния на него техногенных трещин многостадийного гидроразрыва пласта как инструмента интенсификации притока и повышения углеводородоотдачи пласта. В этой связи вопрос достоверной оценки всех работающих параметров сложнопостроенной скважины с позиции объема вкладываемых в нее ресурсов является особенно актуальным в настоящее время — повсеместного применения высокоточных цифровых решений. Помимо принятия оперативных решений по управлению работой скважины, стратегической целью ГДИС в системе промыслово-геофизического контроля является получение информации, позволяющей в совокупности с другими геолого-промысловыми данными сформировать достоверные представления о системе «продуктивный пласт — трещина ГРП — скважина» и обеспечить детализацию цифровых моделей месторождения для мониторинга разработки месторождений и уточнения стратегии освоения.

В статье на примере одной из горизонтальных газоконденсатных скважин месторождения Восточной Сибири представлен пример междисциплинарного взаимодействия специалистов по гидравлическому разрыву пласта, геомеханическому моделированию, интерпретации промыслово-геофизических и гидродинамических исследований скважин, лабораторных исследований жидкостей и материалов для гидроразрыва пласта, а также специалистов по разработке месторождений для достоверного определения геометрических и проводящих характеристик техногенных трещин и их вклад в продуктивность скважины.

Материалы и методы

- При написании статьи использовались данные промыслово-геофизических исследований, инженерные отчеты по ГРП, результаты интерпретации шумометрии и термометрии, а также анализ лабораторных исследований по жидкостям и материалам для ГРП на горизонтальной скважине месторождения Восточной Сибири.
- Интерпретации газодинамических исследований скважин с МГРП одного из газоконденсатных месторождений путем обобщения и анализа результатов проектирования дизайнов гидроразрыва

пласта, лабораторных исследований жидкостей гидроразрыва пласта и пропантов, геомеханического моделирования и учета результатов определения профиля притока.

Ключевые слова

гидродинамические исследования скважин, проводимость, техногенная трещина, горизонтальная скважина, многостадийный гидроразрыв пласта

Для цитирования

Самойлов А.С., Вотчель В.А., Егорова А.П., Мокина Д.С. Подходы к комплексированию интерпретации гидродинамических исследований с промыслово-геофизическими и лабораторными для горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 3. С. 41–48. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-3-41-48

Поступила в редакцию: 16.05.2024

OIL PRODUCTION

UDC 622.279 | Original Paper

Approaches to integrating interpretation of hydrodynamic studies with well-geophysical and laboratory studies for horizontal wells with multistage hydraulic fracturing of reservoirs

Samoylov A.S.¹, Votchel V.A.¹, Egorova A.P.², Mokina D.S.²

¹Basic department of "Gazprom VNIIGAZ" LLC, Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia; ²"Gazprom VNIIGAZ" LLC, Tyumen, Russia

a_samoylov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract

Well tests are an important tool for determining the reservoir properties, but for gas and gas condensate reservoirs they are one of the tools for reliable determination of the well productivity factor in the dynamics of operation and the influence of technogenic fractures of multistage hydraulic fracturing on it, both as a tool for flow stimulation and increasing hydrocarbon yield of the reservoir. In this regard, the issue of reliable assessment of all operating parameters of the well from the position of the amount of resources invested in it is particularly relevant nowadays — the widespread use of high-precision digital solutions. In addition to making operational decisions on well operation management, the strategic goal of well testing in the system of field geophysical control is to obtain information that allows, in conjunction with other geological and field

data, to form reliable views of the system “productive formation - fracture – well”, and to provide detailed digital models of the field for monitoring field development and refining the development strategy.

The article presents an example of multidisciplinary interaction between specialists in hydraulic fracturing, geomechanical modeling, interpretation of field-geophysical and wells testing, laboratory studies of hydraulic fracturing fluids and materials, as well as specialists in field development for reliable determination of geometric and conductive characteristics of technogenic fractures and their contribution, using the example of one of the horizontal gas-condensate wells in an East Siberian field.

Materials and methods

- The article was written using data of field geophysical studies, engineering reports on hydraulic fracturing, results of interpretation of noise and thermometry, as well as analysis of laboratory studies on fluids and materials for hydraulic fracturing at a horizontal well in the East Siberian field.
- Interpretations of gas-dynamic studies of wells with fracturing of one of the gas condensate fields, by summarizing and analyzing the

results of fracturing designs, laboratory studies of fracturing fluids and proppants, geomechanical modeling and taking into account the results of determining the flow profile.

Keywords

hydrodynamic studies of wells, conductivity, technogenic fracture, horizontal well, multistage hydraulic fracturing

For citation

Samoylov A.S., Votchel V.A., Egorova A.P., Mokina D.S. Approaches to integrating interpretation of hydrodynamic studies with well-geophysical and laboratory studies for horizontal wells with multistage hydraulic fracturing of reservoirs. Exposition Oil Gas, 2024, issue 3, P. 41–48. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-3-41-48

Received: 16.05.2024

Введение

Исследования, по достоверной оценке, увеличения продуктивности газоконденсатных скважин за счет применения гидроразрыва пласта (ГРП) с использованием ГДИС, а также промыслово-геофизических исследований (ПГИ) и телеметрии известны на примере таких сложных объектов, как ачимовские отложения Уренгойского НГКМ [1–3 и др.]. Тем не менее специфика скважин со сложной проходкой в разрезе высокорасчлененных коллекторов, которые существенно отличаются по напряженно-деформированному состоянию, требует отдельного внимания к оценке эффективности за счет каждой техногенной трещины после проведения гидроразрыва пласта. Решения данной задачи известны по опубликованным исследованиям авторов из разных российских компаний [4, 5].

Отдельное внимание заслуживают работы, расширяющие инструментальный и методический количественной интерпретации термометрии и спектральной шумометрии. Труды по данной тематике [6, 7], рассматривающие комбинацию методов проведения и интерпретации комплексных промысловых исследований скважин, также были использованы в работе для повышения точности результатов.

Подходы к комплексированию исследований

Предлагаемые авторами подходы к комплексированию исследований предусматривают широкое применение при интерпретации ГДИС результатов проектирования дизайнов гидроразрыва пласта в профильном симуляторе и фактически полученные

параметры в результате выполнения работ и калибровки, но при этом дополнительно учитываемые параметры принимаются по лабораторным исследованиям жидкостей разрыва, пропантов, керна, выполненным для целей проектирования гидроразрыва пласта, геомеханическому моделированию и учету результатов определения профиля притока по ПГИ с расширением на калибруемые количественные значения термометрии через оценку спектральной шумометрии на точках.

Особое внимание в процессе интерпретации данных необходимо уделять анализу неработающих или слабо работающих муфт/интервалов ГРП. К таким зачастую относятся интервалы, на которых получена преждевременная остановка закачки («СТОП») в процессе ГРП либо преждевременный выход на «продавку» из-за рисков получения

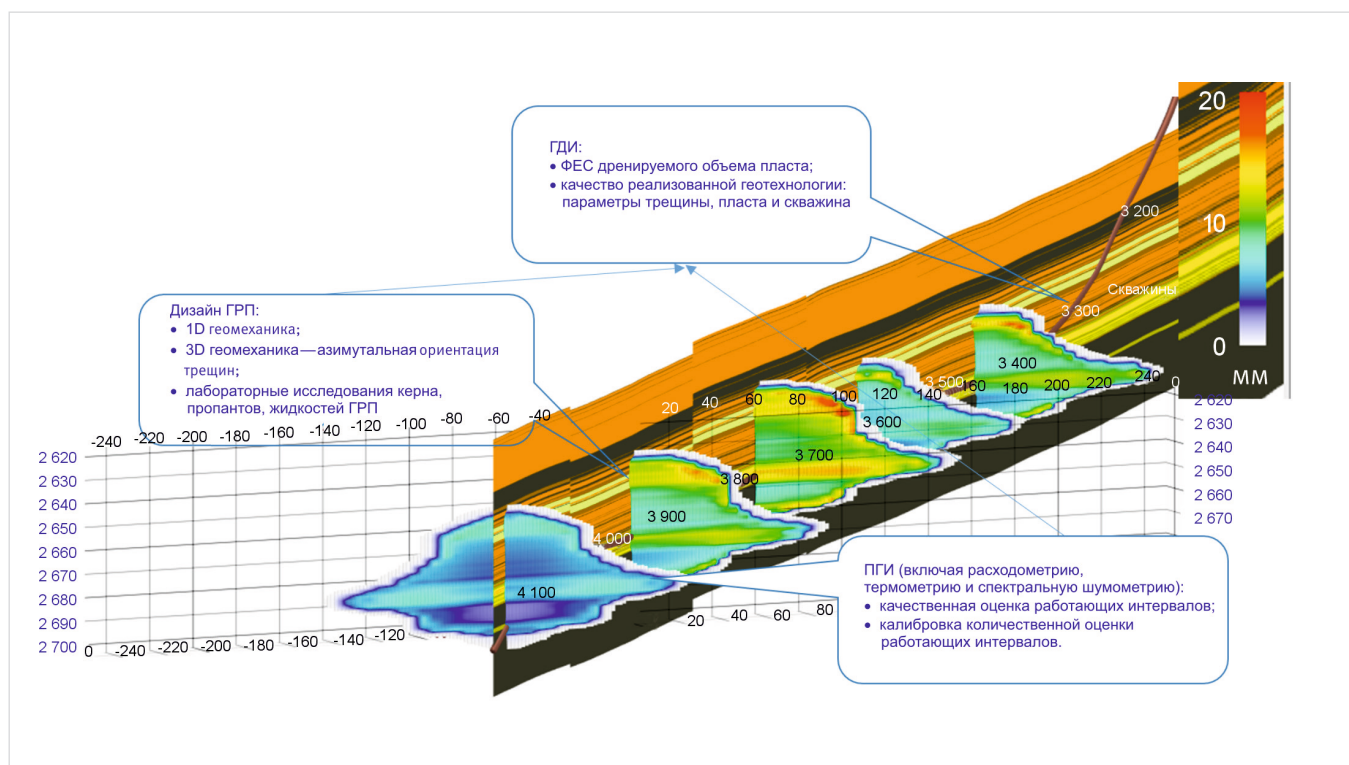


Рис. 1. Параметры, определяемые по ГДИС, и параметры, которые необходимо учитывать для достоверной интерпретации
Fig. 1. Parameters determined by well testing and parameters that must be taken into account for reliable interpretation

«СТОП» и, как следствие, недостаточная геометрия и проводимость трещины (рис. 1).

Последовательность уточняемых параметров при интерпретации результатов ГДИС на скважинах с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП) с учетом дополнительных инструментов приведена на рисунке 2.

Технологический «СТОП» — преждевременная остановка закачки пропанта, как следствие, геометрия не соответствует запланированным параметрам и не достигается оптимальная упаковка трещины, так как не закачивается весь объем пропанта. По результатам ПГИ определяется и работающая длина горизонтального ствола скважины, которая численно равна расстоянию между первой и последней работающими муфтами скважины.

Важность комплексирования с ПГИ

Рассматриваемые подходы применяются при интерпретации скважин одного из газоконденсатных месторождений. Основные технологические решения предусматривают горизонтальное вскрытие продуктивного пласта с избирательным заканчиванием типа горизонтальные скважины (ГС) с МГРП либо многозабойные скважины (МЗС) в зависимости от условий по фильтрационно-емкостным свойствам пласта (ФЕС) и наличию пластовой подошвенной воды.

В настоящей статье рассматриваются только ГС с МГРП. На рассматриваемых скважинах используется достаточно представительный набор исследований при ПГИ, который включает: гамма-каротаж (ГК), локатор муфт (ЛМ), термометрию (ТМ), манометрию (МН),



Рис. 4. Этапы уточнения параметров при интерпретации ГДИ

Fig. 4. Stages of clarifying parameters when interpreting hydrodynamic testing

влагометрию (ВЛГ), резистивиметрию (РЕЗ), механическую расходомерию (РГД), термоанометр (СТИ), шумометр (ШМ).

В результате анализа интерпретации по скважинам установлено, что заключение о профиле притока скважины в основном формируется по расходомерии, что, несомненно, на сегодняшний день является одним из представительных измерений, однако по термометрии и спектральной шумометрии зачастую диагностируются противоположные замеры по ряду муфт (портов ГРП).

В результате изучения опыта [6] и последующей переинтерпретации термометрии и спектральной шумометрии установлено, что по ряду муфт притока можно считать установленными, а результаты интерпретации с большим количеством трещин дают лучшую сходимость кривой восстановления давления.

Как следствие отмечаем, что роль количественной интерпретации результатов термометрии в современном комплексе ПГИ очень важна. В сложных условиях проведения исследований (расслоенный поток, нестабильный приток низкой интенсивности) этот метод сейчас несет основную информационную нагрузку количественной оценки параметров профиля притока и приемистости. Алгоритм расчета по термограмме величины нормированного коэффициента теплоотдачи в интервалах вне работающих пластов и оценки доли пластов в притоке представлен на рисунке 3. Подтверждение результатов термометрии дополнительно калибруется с результатами спектральной шумометрии.

Помимо использования данных, получаемых с ПГИ, необходимо учитывать данные изучения геомеханического состояния,

ГДИ на нестационарных режимах	ГДИ на нестационарных режимах + ПГИ (расходомерия)	ГДИ на нестационарных режимах + ПГИ (расходомерия, термометрия, спектральная шумометрия)	ГДИ на нестационарных режимах + ПГИ (расходомерия, термометрия, спектральная шумометрия) + лабораторные исследования	ГДИ на нестационарных режимах + ПГИ (расходомерия, термометрия, спектральная шумометрия) + лабораторные исследования + 1D/3D GMM
Ответы на вопросы: 1. Работа каждой техногенной трещины; 2. Интенсивность работы техногенной трещины; 3. Гидравлически эффективные параметры техногенных трещин; 4. Пространственное развитие техногенных трещин	Ответы на вопросы: 1. Работа каждой техногенной трещины; 2. Интенсивность работы техногенной трещины; 3. Гидравлически эффективные параметры техногенных трещин; 4. Пространственное развитие техногенных трещин	Ответы на вопросы: 1. Работа каждой техногенной трещины; 2. Интенсивность работы техногенной трещины; 3. Гидравлически эффективные параметры техногенных трещин; 4. Пространственное развитие техногенных трещин	Ответы на вопросы: 1. Работа каждой техногенной трещины; 2. Интенсивность работы техногенной трещины; 3. Гидравлически эффективные параметры техногенных трещин; 4. Пространственное развитие техногенных трещин	Ответы на вопросы: 1. Работа каждой техногенной трещины; 2. Интенсивность работы техногенной трещины; 3. Гидравлически эффективные параметры техногенных трещин; 4. Пространственное развитие техногенных трещин

Рис. 2. Последовательность уточняемых параметров при интерпретации результатов ГДИ

Fig. 2. The sequence of specified parameters when interpreting hydrodynamic testing results

1. Выбор работающих портов	2. Выбор интервалов для анализа	3. Расчет нормированного коэффициента теплоотдачи	4. Расчет профиля притока
По аномалиям расходомерии (РГД), термометрии термокондуктивной расходомерии (СТИ) уточняются работающие порты ГРП	На фоновой кривой и на кривой в процессе работы выбираются интервалы одинаковой толщины выше интервалов работающих портов ГРП	По показаниям фоновой кривой и на кривой в процессе работы рассчитывается площадь, и разница температуры на кривой в процессе работы и рассчитывается их отношение	Пропорционально изменению нормированного коэффициента теплоотдачи определяется скорость потока в стволе и доля притока из каждого порта ГРП

Рис. 3. Алгоритм количественного профиля притока по термометрии

Fig. 3. Algorithm for quantitative inflow profile based on thermometry

Табл. 1. Матрица уточняемых и калибрующих параметров для интерпретации ГДИ ГС с МГРП
Tab. 1. Matrix of refined and calibrating parameters for interpretation of well testing of horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing

№	Параметры, диагностируемые по ГДИ	ГИС		ПГИ			Дизайн ГРП				Лабораторные исследования		
		Кпр	Нэф	Расходомерия	Термометрия	Спектральная шумометрия	1D ГММ	3D ГММ	Мини-ГРП	ОГРП	Петрофизика	Остаточная проводимость пропанта	Остаточная проницаемость керна
Параметры пласта													
1	Коэффициент проницаемости, k	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
2	Скин-фактор, S	–	–	–	–	–	–	–	–	у	–	–	–
3	Длина работающей части горизонтального ствола скважины, Lg	у	–	у	и	и	–	–	–	–	и	–	и
4	Анизотропия, Kz/Kr	–	–	–	–	–	–	–	–	–	и	–	–
Параметры трещины													
5	Количество трещин, Nfracks	–	–	у	и	и	–	–	у	и	–	–	–
6	Полудлина трещины, L(Xf)	–	–	–	–	–	у	–	у	и	–	–	–
7	Высота трещины, Hf	–	–	–	–	–	у	–	у	у	–	–	–
8	Проницаемость пропантной пачки	–	–	–	–	–	–	–	у	у	–	–	–
9	Безразмерная проводимость трещины, Fcd	у	–	–	–	–	–	–	у	у	–	и	и
10	Угол отклонения трещины от направления ствола скважины, β	–	–	–	–	–	–	и	–	–	–	–	–
11	Количество сегментов трещины, Nseg	–	–	у	у	у	–	–	у	у	–	–	–
Расчетные параметры													
12	Гидропроводность	у	у	–	–	–	–	–	–	–	и	–	и
13	Пьезопроводность	у	у	–	–	–	–	–	–	–	и	–	и
14	Время влияния контура питания	–	–	–	–	–	–	у	у	у	–	–	–
15	Радиус исследования	–	–	–	–	–	–	у	–	–	–	–	–
16	Депрессия на пласт	–	–	–	–	–	–	у	–	–	–	–	–
17	Продуктивность скважины	–	–	у	и	и	–	–	–	–	–	–	–
18	Продуктивность каждой муфты ГРП	–	–	у	и	и	–	–	–	–	–	–	–

И — исходные данные без уточнения в ходе интерпретации; У — уточняемые параметры

в частности по вопросам ориентации максимального стресса и влияния контраста вертикальных напряжений на гидравлически эффективную высоту техногенной трещины. Следует особенно отметить, что параметр проводимости трещины помимо напряжений должен быть откалиброван на результаты лабораторных исследований по определению остаточной проводимости пропантной пачки.

В результате выполнения работ по данному подходу была разработана матрица уточняемых и калибрующих параметров для интерпретации гидродинамических исследований горизонтальных скважин (ГДИ ГС) с МГРП (табл. 1).

Основным инструментом для оценки является интерпретация кривых восстановления давления методов производной Бурде. Подходы к комплексированию интерпретации гидродинамических исследований с промыслово-геофизическими и лабораторными для горизонтальных скважин с МГРП предусматривают последовательность, включающую в себя несколько этапов, смысл которых

Табл. 2. Сравнение разных подходов к интерпретации ГДИ горизонтальных скважин с МГРП

Tab. 2. Comparison of different approaches to interpretation of hydraulic testing of horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing

Номер варианта	Описание	Этап подхода
1	Без учета: геомеханического моделирования, дизайнов ГРП, лабораторных исследований термометрии, шумометрии. Эффективная толщина по ГИС	–
2	Без учета: геомеханического моделирования, дизайнов ГРП, лабораторных исследований термометрии, шумометрии. Общая толщина по ГИС	–
3	Учитываются только дизайны ГРП 50 %. Без учета: геомеханического моделирования, лабораторных исследований термометрии, шумометрии. Проницаемость принимается по ГИС либо близкой	–
4	Учитываются дизайны ГРП, лабораторные исследования, геомеханическое моделирование, термометрии, шумометрии	1
5	Уточнение производной через полудлину трещины L(xf), проводимость Fcd	2
6	Уточнение производной через высоту трещины Hf	3

закljučается в пошаговом уточнении параметров трещин ГРП (рис. 4).

Каждый последующий этап интерпретации отличается от предыдущего параметрами, принимаемыми в расчет.

1. В первую очередь для калибровки модельных данных на фактические данные, полученные после проведения ГРП, в расчете в виде констант задаются осредненные параметры трещины, а именно полудлина, высота и безразмерная проводимость трещины. Используемые параметры задаются согласно инженерным отчетам, кроме высоты

Табл. 4. Основные параметры горизонтальных скважин

Tab. 4. Basic parameters of horizontal wells

№	Параметр	Значение
1	Длина горизонтального ствола, м	1 063
2	Профиль	горизонтальный
3	Диаметр хвостовика, мм	114
4	Количество трещин ГРП, ед.	5
5	Средняя полудлина трещин (по дизайну ГРП), м	81
6	Средняя проводимость трещин (по дизайну ГРП), мДм	961

Табл. 3. Сравнительная таблица вариантов интерпретаций от варьируемых параметров

Tab. 3. Comparative table of interpretation options based on varied parameters

№	Параметр	1 Вариант. Без ГРП, Н'эффГИС	2 Вариант. Без ГРП, Н'общ ГИС	3 Вариант. ГРП 50%kГИС	4 Вариант. ГРПmax, ФЕС оценка	5 Вариант. Уточнение L(xf), Fcd	6 Вариант. Уточнение Hf
Параметры пласта							
1	Коэффициент проницаемости, k	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)	const	const
2	Скин-фактор, S	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)
3	Длина работающей части горизонтального ствола скважины, Lg	f(x)	f(x)	f(x)	const	const	const
4	Анизотропия, Kz/Kr	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)	÷	÷
5	Расстояние от ствола скважины до подошвы пласта, Zw	f(x)	f(x)	f(x)	const	const	const
Параметры трещины							
6	Количество трещин, Nfracks	const	const	const	const	const	const
7	Полудлина трещины, L(Xf)	f(x)	f(x)	f(x)	const	÷	const
8	Высота трещины, Hf	f(x)	f(x)	f(x)	const	const	f(x)
9	Проводимость трещины, Fc	f(x)	f(x)	f(x)	const	÷	const
10	Безразмерная проводимость трещины, Fcd	f(x)	f(x)	f(x)	const	÷	÷
11	Угол отклонения трещины от направления ствола скважины, β	const	const	const	const	const	const
12	Количество сегментов трещины, Nseg	const	const	const	const	const	const
Параметры скважины							
13	Коэффициент ствола скважины, C1	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)
14	Коэффициент ствола скважины, C2	—	—	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)
15	Время изменения C1 на C2, T12	—	—	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)
Расчетные параметры							
16	Скин-фактор геометрический	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)
17	Скин-фактор анизотропии	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)
18	Общий скин-фактор	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)
19	Скин-фактор	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)
20	Гидропроводность	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)
21	Пьезопроводность	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)
22	Время влияния контура питания	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)
23	Радиус исследования	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)
24	Прирост коэффициента продуктивности за счет трещин ГРП	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)
25	Процент отклонения	—	—	—	%	%	%

÷ — Знак диапазона; const — значение константы; f(x) — определяемый параметр

трещины. Она задается равной эффективной толщине пласта, подразумевая, что трещина ГРП по вертикали вскрыла все пропластки коллектора. На данном этапе при расчете варьируется проницаемость пласта.

2. Следующий этап заключается в уточнении полудлины и безразмерной проводимости трещины, то есть значения этих параметров могут изменяться в ходе расчета.

Неизменной величиной при расчете остается высота трещины. Стоит отметить, что перед началом проведения расчета необходимо оценить корректность положения линии проницаемости. Если ее значение нефизично относительно фактических данных, то положение линии необходимо скорректировать, а полученное значение сделать константой для второго этапа и последующих расчетов.

3. В последнем этапе уточняется и высота трещины, то есть при расчете варьируются и полудлина, и безразмерная проводимость, и высота трещины. Третий — итоговый этап интерпретации ГДИС, учитывающий фактически скважинные данные и обеспечивающий максимальное сходжение модельных параметров с фактическими.

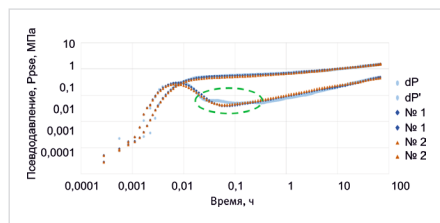


Рис. 5. Интерпретация вариантов № 1–2
Fig. 5. Interpretation of options № 1–2

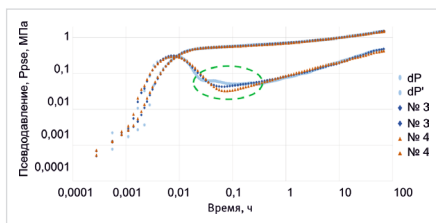


Рис. 6. Интерпретация вариантов № 3–4
Fig. 6. Interpretation of options № 3–4

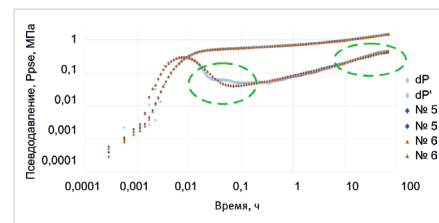


Рис. 7. Интерпретация вариантов № 5–6
Fig. 7. Interpretation of options № 5–6

Табл. 5. Сводная таблица по вариантам интерпретации ГДИС
Tab. 5. Summary table of well test interpretation options

№	Параметр	1. Без ГРП, Н'эфф ГИС	2. Без ГРП, Н'общ ГИС	3. ГРП 50% кГИС	4. ГРПmax, ФЕС оценка	5. Уточнение L(xf), Fcd	6. Уточнение Нf
Параметры пласта							
1	Коэффициент проницаемости, k	1,06	0,8705	0,8	0,87	0,87	0,87
2	Скин-фактор, S	0,06863	0,09154	0,09052	0,1142	0,1041	0,1007
3	Длина работающей части горизонтального ствола скважины, Lg	492,58	610,35	647	643	643	643
4	Анизотропия, Kz/Kr	0,0015	0,00137854	0,001	0,0023	0,0035	0,0036
5	Расстояние от ствола скважины до подошвы пласта, Zw	4,0501	5,3123	13,011	13,926	13,926	13,926
Параметры трещины							
6	Количество трещин, Nfracks	5	3	5	5	5	5
7	Полудлина трещины, L(Xf)	74,922	67,6	95,783	66,6	71,808	71,808
8	Высота трещины, Нf	9,2823	25,15	12,542	17,82	17,82	14,837
9	Проводимость трещины, Fc	839,45	810,9	608,79	1225,3	1041,505	1041,505
10	Безразмерная проводимость трещины, Fcd	10,557	13,78	7,94483	21,06	16,7	16,7
11	Угол отклонения трещины от направления ствола скважины, β	61,2	64	20	20	20	20
12	Количество сегментов трещины, Nseg	12	12	12	12	12	12
Параметры скважины и пласта							
13	Коэффициент ствола скважины, C1	0,2133	3,093	3,675	3,606	5,124	7,521
14	Коэффициент ствола скважины, C2	0,09647	0,02203	0,04435	0,06365	0,05443	0,05173
15	Время изменения C1 на C2, T12	0,000325521	0,00061174	0,0002205	0,000177704	0,000192815	0,000197243
16	Скин-фактор геометрический	-7,035	-7,328	-7,36	-7,502	-7,522	-7,483
17	Скин-фактор анизотропии	0,486	0,2501	0,3013	0,1458	0,1174	0,1944
18	Общий скин-фактор	-6,966	-7,237	-7,269	-7,388	-7,418	-7,382
19	Скин-фактор	0,06863	0,09154	0,09052	0,1142	0,1041	0,1007
20	Гидропроводность	83,9173	91,188	59,3782	68,8427	64,8427	64,8427
21	Пьезопроводность	105,018	85,6737	93,9936	102,644	102,644	102,644
22	Время влияния контура питания	21,1552	414,91	94,5461	86,5785	86,5785	86,5785
23	Радиус исследования	113,4	127,87	85,976	89,845	89,845	89,845
24	Прирост коэффициента продуктивности за счет трещин ГРП	1,6	1,3	3,1	2,6	3,1	3,2
Отклонения модельной кривой от фактических замеров		5,8	6,3	3,4	5,5	3,7	2,4

Рассмотрим данные этапы с существующими подходами к интерпретации, не учитывая по различным причинам те либо иные результаты исследований, в конечном итоге определяющие ключевые параметры ФЕС и техногенных трещин (табл. 2).

Более детальная информация о варьируемых параметрах и постоянных по каждому из вариантов представлена в таблице 3, соответствующая одной из форм результатов интерпретации кривой восстановления давления (КВД).

За критерии достоверности интерпретации приняты такие параметры, как хорошее совпадение измеренной и теоретической КВД и ее логарифмической производной на всех участках времен при условии учета истории работы скважины, а также непротиворечивость полученных значений ФЕС с известными геологическими данными и данными геофизических исследований.

Результаты

Рассмотрим результаты определения ФЕС дренируемой зоны и технико-технологические параметры горизонтальной скважины на примере одной из скважин месторождения Восточной Сибири со следующими параметрами (табл. 4).

Вариант № 1–2

Первые два варианта обозначаются «без точного учета параметров ГРП», так как в данных интерпретациях не проводился учет по дизайнам гидроразрыва пласта, а также учет ПГИ по термометрии и шумометрии. На эффективную и общую толщину значения полудлины, высоты и безразмерной проводимости были заданы как расчетные.

На рисунке 5 представлен график логарифмической производной КВД и расчетные значения по вариантам 1 и 2. Как видно на участках интервала, после притока и выхода на радиальное течение отмечается несовпадение, также по варианту 2 можно отметить несоответствие конечного участка (выделено зеленым).

Исходя из сводных данных интерпретации в таблице 5, можно увидеть, что первые 2 варианта, интерпретирующие значения по скважине, не учитывали параметр длины работающей части горизонтального ствола скважины. Также можно увидеть, что угол отклонения трещины завышен. Данные факторы влияют на проводимость трещины, тем самым делая ее значение недостоверным.

Вариант № 3

В варианте под номером 3 проводится неполный учет параметров трещины. К примеру, при задаваемом параметре безразмерной проводимости в 10, проводимость трещины может получиться в 17,000 мДарси*м. Данное значение не является правильным, в связи с этим в предложенных вариантах определяется диапазон проводимости в пределах 50 % от полученного по дизайнам ГРП и лабораторным исследованиям.

На рисунке 6 видно, что совпадение с фактической кривой достаточно высокое, однако на участках интервала после притока и выхода на радиальное течение (выделено зеленым) имеет недостаточное совпадение.

По результатам сопоставления сводных параметров (табл. 5) и как было отмечено, итерация под номером 3 выполнялась уже с неполным учетом параметров ГРП и ПГИ, поскольку количество трещин принято только

по расходомерии, можно увидеть, что учитывается длина горизонтального ствола, высота трещины и количество сегментов трещины. Но данная интерпретация не учитывает угол отклонения — результаты геомеханического моделирования, не уточняет полудлину трещины и проницаемость.

Вариант № 4

В четвертом варианте параметры техногенных трещин устанавливаются константой. Полудлина и безразмерная проводимость принимаются из инженерных отчетов средним значением по всем стадиям. Высота трещины устанавливается равной эффективной толщине. В данной вариации модель адаптируется на фактические параметры и вследствие этого уточняется проницаемость пласта.

Расчетные значения приведены на рисунке 4 совместно с вариантом 3 для оценки совпадения с фактической и отличиям по вариантам. Как можно отметить, сходимость третьего варианта по всей кривой выше, чем четвертого. Однако при сопоставлении сводных параметров (табл. 5) следует отметить незначительное превышение полудлины в варианте 3 над значениями, полученными при калибровке трещин в профильном симуляторе.

Вариант № 5

В следующем 5 варианте уточняется полудлина и безразмерная проводимость трещины. При этом при получении данных значений, не вошедших в диапазон $\pm 15\%$, от значений, полученных при дизайне ГРП, продолжаем итерации до того момента, пока значения не установятся в данном ограничении.

Расчетные значения по варианту 5 представлены на рисунке 7, следует отметить достаточно высокое соответствие с фактической производной (выделено зеленым), однако конечный участок имеет отклонения.

Вариант № 6

Далее, в варианте 6, при сгенерированной и установленной проницаемости, полудлины и безразмерной проводимости, мы уточняем гидравлически эффективную (работающую) высоту трещины.

Как видно из рисунка 7, при сопоставлении с вариантом 5 установлено большее совпадение с фактической как на участке интервала после притока и выхода на радиальное течение, так и в конечном участке.

В итоге мы получаем 6 проинтерпретированных вариантов и переходим к подсчету процента отклонения. Чем меньше будет данный процент, тем больше сходимость получается на выходе (табл. 5).

Как уже было отмечено, за критерий оценки принимается общепринятое «хорошее» совпадение измеренной и теоретической КВД и ее логарифмической производной на всех участках времен при условии учета истории работы скважины, однако в нашем варианте выполнена не качественная оценка по визуальному совпадению, а количественная путем итеративного определения зависимости для каждого из участков производной фактических значений давления с последующей аналогичной оценкой модельной и определением отклонения между ними. Также известны более простые способы по оценке через соответствие конечного участка и соответственно точки, поскольку зачастую для поиска пластового давления

через аппроксимацию это является действительно важным фактором оценки, но в случае с оценкой гидравлически эффективных параметров трещин необходимо совпадение по всей длине кривых как фактора соответствия принимаемой модели фильтрации реальным пластовым процессам.

Итоги

Предложенный подход к комплексированию результатов различных исследований при интерпретации гидродинамических исследований горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта продемонстрировал меньшее среднеквадратичное отклонение модельной производной давления от фактической и, соответственно, диагностируемых параметров техногенных трещин, образованных при гидравлическом разрыве пласта.

Выводы

Представленный подход к интерпретации обеспечил лучшую сходимость модельной производной давления от фактической, среднеквадратичное отклонение для данной скважины составило 2,4 %.

Однако, как известно, нет одинаковых скважин, особенно для интерпретации гидродинамических исследований. Но по данному подходу аналогичные результаты получены по более чем 50 горизонтальным скважинам с МГРП, на основе многочисленных итераций по каждой скважине и полученных данных был предложен настоящий подход к интерпретации КВД с учетом результатов интерпретации промыслово-геофизических, лабораторных исследований и геомеханического моделирования, включая трещины ГРП.

Интерпретация по предложенному подходу позволяет:

- оценивать свойства пласта;
- определять как средневзвешенные, так и адресные параметры трещин ГРП;
- достоверно определять прирост продуктивности скважины от сформированных техногенных трещин разрыва пласта;
- оптимизировать решения по ГРП с учетом зон различных фильтрационно-емкостных свойств.

Следующим этапом повышения точности интерпретации является адресная оценка влияния на прирост продуктивности и динамику накопленной добычи каждой техногенной трещины, в настоящее время данные решения выполняются с применением численных инструментов моделирования.

Литература

1. Тюрин В.П., Нестеренко А.Н., Жариков М.Г., Завьялов Н.А. Оптимизация методики газодинамических исследований скважин в условиях низкопроницаемых коллекторов и АВПД без потери информативности результатов // Экспозиция нефть газ. 2015. № 4. С. 50–54.
2. Корякин А.Ю., Жариков М.Г., Осипович О.В. и др. Использование забойных датчиков при мониторинге разработки ачимовских газоконденсатных залежей // Наука и техника в газовой промышленности. 2017. № 1. С. 10–16.
3. Тюрин В.П., Грачев С.И., Самойлов А.С. и др. Повышение достоверности интерпретации гидродинамических исследований скважин, вскрывающих ачимовские отложения Уренгойского месторождения // Газовая

- промышленность. 2019. № 1. С. 24–30.
4. Патент RU 2 734 202 C1. Способ исследования горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта в низкопроницаемых коллекторах. Давлетбаев А.Я., Нуриев А.Х., Махота Н.А., Иващенко Д.С., Асалхузина Г.Ф., Синицкий А.И., Зарафутдинов И.А., Сарапулова В.В., Уразов Р.Р., Мухамедшин Р.К. Патентообладатели: Публичное акционерное общество «Нефтяная компания «Роснефть». 2020. 8 с.
 5. Морозовский Н.А., Кричевский В.М., Гуляев Д.Н., Биккулов М.М. Подходы к количественной интерпретации ГДИС при длительном мониторинге разработки в условиях низкой информативности традиционных технологий // Инженерная практика. 2012. № 8. С. 6–12.
 6. Буянов А.В., Дементьева М.А., Ипатов А.И. и др. Концепция интерпретационного подхода к нестационарной термометрии добывающих газонефтяных и газовых скважин со сложным заканчиванием // Научный журнал Российского газового общества. 2022. № 2. С. 6–13.
 7. Кременецкий М.И., Кричевский В.М., Соловьева В.В., Никонорова А.Н. Результативность долговременного температурного мониторинга при оценке расхода в добывающих и нагнетательных скважинах // Георесурсы. 2023. Т. 25. № 3. С. 151–162.

ENGLISH

Results

The proposed approach to complexing the results of various studies when interpreting well tests of horizontal wells with multistage hydraulic fracturing demonstrated a smaller mean square deviation of the model pressure derivative from the actual one and, accordingly, of the diagnosed parameters of technogenic fractures formed by hydraulic fracturing.

Conclusions

The presented approach to interpretation in this case provided a “good” convergence in quantitative terms amounting to 2,4%. However, as is known, there are no identical wells, especially for the interpretation of hydrodynamic studies. But using this approach, similar results were obtained for more than 50 horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing; based on numerous iterations for each well and the data obtained, a real approach to the interpretation of pressure build-up

was proposed, taking into account the results of interpretation of field geophysical, laboratory studies and geomechanical modeling, including hydraulic fractures.

Interpretation using the proposed approach allows:

- evaluate formation properties;
- determine both weighted average and targeted parameters of hydraulic fractures;
- reliably determine the increase in well productivity from formed man-made fractures;
- optimize hydraulic fracturing solutions taking into account zones of different filtration and reservoir properties.

The next step in improving the accuracy of interpretation is a targeted assessment of the impact on productivity growth and the dynamics of cumulative production of each man-made fracture; currently, these decisions are made using numerical modeling tools.

References

1. Tyurin V.P., Nesterenko A.N., Zavialov N.A., Zharikov M.G. Optimization of the gas-dynamic well tests for the low-permeable and over-pressured reservoirs without loss of the informative value. Exposition Oil Gas, 2015, issue 4, P. 50–54. (In Russ).
2. Koryakin A.Yu., Zharikov M.G., Osipovich O.V. et al. The use of downhole sensors in monitoring the development of Achimov gas condensate deposits. Science and technology in the gas industry, 2016, issue 1, P. 10–16. (In Russ).
3. Tyurin V.P., Grachev S.I., Samoylov A.S. et al. Improvement of accuracy of the interpretation of the hydro-dynamic well surveys penetrating Achimov deposits of the Urengoykoe field. Gas Industry, 2019, issue 1, P. 24–30. (In Russ).
4. Invention RU 2 734 202 C1. Method of analysing horizontal wells with multistage hydraulic fracturing in low-permeability headers. Davletbaev A.Y., Nuriev A.K., Makhota N.A., Ivashchenko D.S., Asalkhuzina G.F., Sinitskiy A.I., Zarafutdinov I.A., Sarapulova V.V., Urazov R.R., Mukhamedshin R.K. Proprietor: “NK “Rosneft” PJSC, 2020, 8 p. (In Russ).
5. Morozovsky N.A., Kricheskiy V.M., Gulyaev D.N. Approaches to quantitative interpretation of well distribution during long-term monitoring of development in conditions of low information content of traditional technologies. Engineering Practice, 2012, issue 8, P. 6–13. (In Russ).
6. Buyanov A.V., Dementeva M.A., Ipatov A.I. et al. Concept of temperature transient analysis interpretation in gas and gas condensate producers with complex completion. Scientific journal of the Russian gas society, 2022, issue 2, P. 6–13. (In Russ).
7. Kremenetskiy M.I., Kricheskiy V.M., Soloveva V.V., Nikonorova A.N. The permanent temperature monitoring for flow rate quantification in production and injection wells. Georesources, 2023, Vol. 25, issue 3, P. 151–162. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Самойлов Александр Сергеевич, к.т.н., заведующий базовой кафедрой, ООО «Газпром ВНИИГАЗ» ВИШ EG, ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия
Для контактов: a_samoylov@gwise.vniigaz.gazprom.ru

Вотчель Виталий Андреевич, доцент, базовая кафедра ООО «Газпром ВНИИГАЗ» ВИШ EG, ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия

Егорова Анжелика Павловна, техник отдела геомеханического моделирования Центра технико-технологических решений по освоению новых месторождений, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Тюмень, Россия

Мокина Дарья Сергеевна, инженер отдела геомеханического моделирования Центра технико-технологических решений по освоению новых месторождений, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Тюмень, Россия

Samoylov Alexander Sergeevich, ph.d. of engineering sciences, head of the basic department of “Gazprom VNIIGAZ” LLC, HES EG, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education “Tyumen Industrial University”, Tyumen, Russia
Corresponding author: a_samoylov@gwise.vniigaz.gazprom.ru

Votchel Vitaly Andreevich, associate professor, Basic department of “Gazprom VNIIGAZ” LLC, HES EG, Federal state budgetary educational institution of higher education “Tyumen Industrial University”, Tyumen, Russia

Egorova Anzhelika Pavlovna, technician of the geomechanical modeling department of the center for technical and technological solutions for the development of new deposits, “Gazprom VNIIGAZ LLC” LLC, Tyumen, Russia

Mokina Darya Sergeevna, engineer of the geomechanical modeling department of the center for technical and technological solutions for the development of new deposits, “Gazprom VNIIGAZ LLC” LLC, Tyumen, Russia