

Использование гидродинамического моделирования при оценке влияния величины текущего пластового давления на время освоения скважины после проведения гидроразрыва пласта

Р.Ф. Шарафутдинов

директор центра проектирования разработки нефтегазоконденсатных залежей и месторождений трудноизвлекаемых запасов
Sharafutdinov@tngg.ru

И.Ю. Левинский

заведующий лабораторией анализа и проектирования разработки газоконденсатных залежей
LevinskiyIU@tngg.ru

С.В. Смирнов

мл.научный сотрудник
SmirnovVS@tngg.ru

А.С. Гушинец

мл.научный сотрудник
GushinetsAS@tngg.ru

ООО «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, Россия

В этой работе был произведён анализ причин не выхода скважин на рабочий режим на примере Ямбургского НГКМ, после проведения мероприятий по интенсификации притока методом ГРП. А также произведён расчёт влияния пониженного значения пластового давления на эффективность применения ГРП.

Материалы и методы

Гидродинамическое моделирование.

Ключевые слова

Ямбургское НГКМ, ГРП, моделирование, пластовое давление

В настоящее время одним из основных видов работ по реанимации газоконденсатных скважин простаивающего фонда на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ) является гидравлический разрыв пласта (ГРП), применение которого осуществляется на протяжении более 10 лет, а количество скважин, охваченных мероприятием, составляет около 90% пробуренного фонда.

Необходимость применения данного способа интенсификации притока на фонде газоконденсатных скважин Ямбургского НГКМ определяется низкими значениями фильтрационно-емкостных свойств (ФЭС), высокой неоднородностью пластов и, как следствие, ограниченным объемом дренирования запасов газа пробуренным фондом (около 40% от начальных), из которых 50% к моменту реализации полномасштабных мероприятий по ГРП было добыто.

К настоящему времени за счет комплекса мероприятий объем дренированных запасов увеличился до 80–85% от начальных в разбуренной зоне, а простаивающий фонд сократился на 2/3. В указанных условиях очевидна оценка и необходимость перспектив применения данного мероприятия для вывода скважин месторождения из простаивающего фонда в условиях Ямбургского НГКМ.

Таким образом, можно сделать вывод, что помимо очевидных геологических технологических факторов, влияющих на успешность, немаловажную роль на последующий вывод скважины из бездействия оказывает процесс освоения.

В настоящей статье выполнена оценка необходимого времени и возможности вывода скважины на режим после ГРП в зависимости от текущей пластовой энергетики с целью подтверждения указанных выводов.

Выполнение расчетов осуществлялось в среде гидродинамического симулятора ECLIPSE с использованием стандартной декартовой геометрии сеточной области. Для точности расчета и улучшения контроля процесса дренирования флюида в при-скважинной зоне, с учетом обеспечения

стабильности работы модели и высокой скорости расчета, размерность ячеек по осям X и Y принята в 4 и 1 м. Ширина ячейки по направлению развития трещины дополнительно уменьшена до 0,5 м по оси Y, поскольку указанный размер ячейки больше, чем реальная ширина трещины после проведения ГРП (рис. 1). По ячейкам, вскрытым трещиной, выполнялся пересчет проницаемости взвешиванием по поровому объему по формуле 1 [1]:

$$K_i = \frac{K_{frac} \cdot V_{frac} + K_{mat} \cdot V_{mat}}{V_{cell}}, \quad (1)$$

$$V_{frac} = H \cdot (l_2 - l_1) \cdot \left(m - \frac{(l_1 + l_2) \cdot m}{2L} \right), \quad (2)$$

$$V_{mat} = V_{cell} - V_{frac}, \quad (3)$$

где K_{frac} — проницаемость трещины, мД;

K_{mat} — проницаемость матрицы породы, мД;

V_{mat} — объем трещины, м³;

V_{frac} — объем матрицы породы, м³;

V_{cell} — объем ячейки, м³;

H — толщина ячейки, м;

l_1 — расстояние от скважины до ближней грани ячейки, м;

l_2 — расстояние от скважины до дальней грани ячейки, м;

L — полудлина трещины, м;

M — ширина трещины, м.

ФЕС и свойства насыщающего породу флюида в используемой модели принимались аналогичными второму эксплуатационному объекту, основному по запасам конденсатосодержащего газа.

Ввиду отсутствия экспериментальных данных о процессе многофазной фильтрации в породе-коллекторе неокома, между жидкостью разрыва и пластовым флюидом, зависимости относительных фазовых проницаемостей приняты согласно диаграммам системы «газ – вода», используемым в действующей гидродинамической модели нижнемеловых отложений Ямбургского НГКМ, с корректировкой концевой точки для жидкости разрыва до величины, позволяющей обеспечивать полный вынос жидкости из породы при вытеснении ее газом.

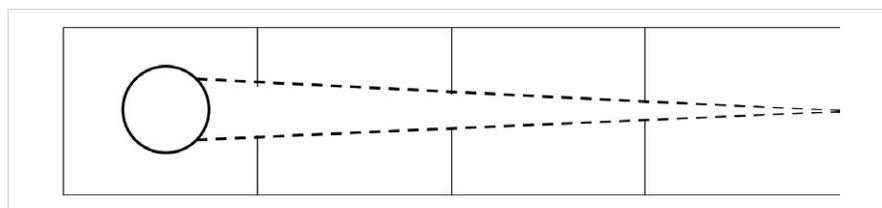


Рис. 1 — Схема вскрытия ячеек фильтрационной модели трещиной ГРП

Обеспечение постоянного давления в моделируемой зоне воссоздавалось посредством постоянного притока газа из законтурной области. Сеточная аппроксимация области рассматриваемой модели представлена на рис. 2.

Моделирование процесса освоения скважины осуществлялось с использованием VFP-таблицы, созданной в программном комплексе Pipesim, в которой имитируется процесс газлифта. В качестве критерия завершения работ по освоению скважины принято условие достижения скважиной режима работы устойчивого участка кривой потери давления в лифтовых трубах (рис. 3), при котором обеспечивается устойчивый вынос жидкости с забоя. Устьеовое давление, при котором должно быть достигнуто вышеописанное условие, задавалось в зависимости от пластового давления в соответствии с прогнозируемым дальнейшим режимом работы скважины.

Согласно результатам расчетов, представленным на рис. 4, со снижением пластового давления наблюдается явная тенденция к увеличению времени освоения скважины для выхода ее на режим. Таким образом, очевидно, что в условиях низкого пластового давления одним из факторов, ограничивающих применение данной технологии, будет являться также возможность последующего освоения скважин.

На сегодняшний день при проектировании большая часть ГРП скважин признаётся эффективной и рекомендуется к реализации, но зачастую при оценке эффективности метода не учитываются значительные временные затраты, а также потери газа и конденсата при освоении скважины.

На примере произведённого расчёта была показана важная роль значения пластового давления как критерия, который необходимо учитывать при оценке перспективности применения ГРП в условиях сниженного пластового давления, и, как следствие, критерия, определяющего возможность вывода скважины из бездействия.

Итоги

На примере произведённого расчёта была показана важная роль значения пластового давления как критерия, который необходимо учитывать при оценке перспективности применения ГРП в условиях сниженного пластового давления, и, как следствие, критерия, определяющего возможность вывода скважины из бездействия.

Выводы

При подборе скважин-кандидатов для ГРП следует обращать большое внимание на значение пластового давления, что позволит оценить продолжительность и трудоемкость работ, связанных с последующим освоением и выводом на рабочий режим, что позволяет точнее определить эффективность ГРП.

Список литературы

1. Андреев О.П., Зинченко И.А., Кирсанов С.А., Штоль Р.Ф., Ершов А.В., Меркушев М.И. Технология проектирования гидроразрыва пласта как элемента системы разработки газоконденсатных месторождений. М.: Газпром экспо, 2009. 184 с.

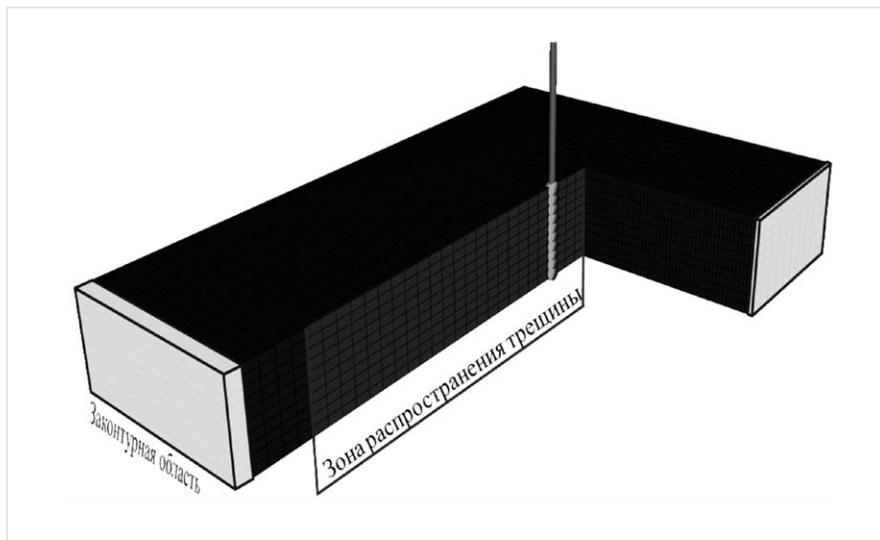


Рис. 2 — Сеточная аппроксимация моделируемой области

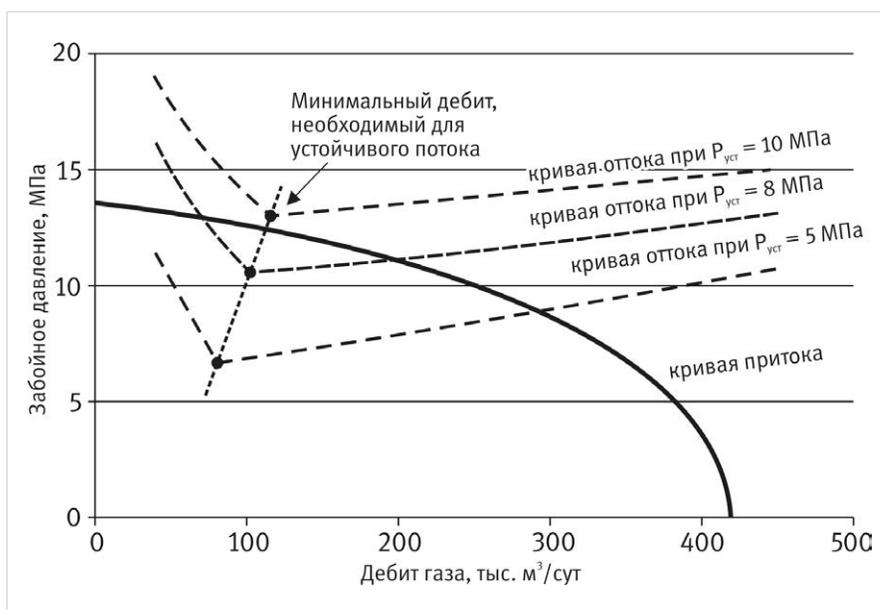


Рис. 3 — Пример определения устойчивости режимов кривых потерь давления в лифтовых трубах

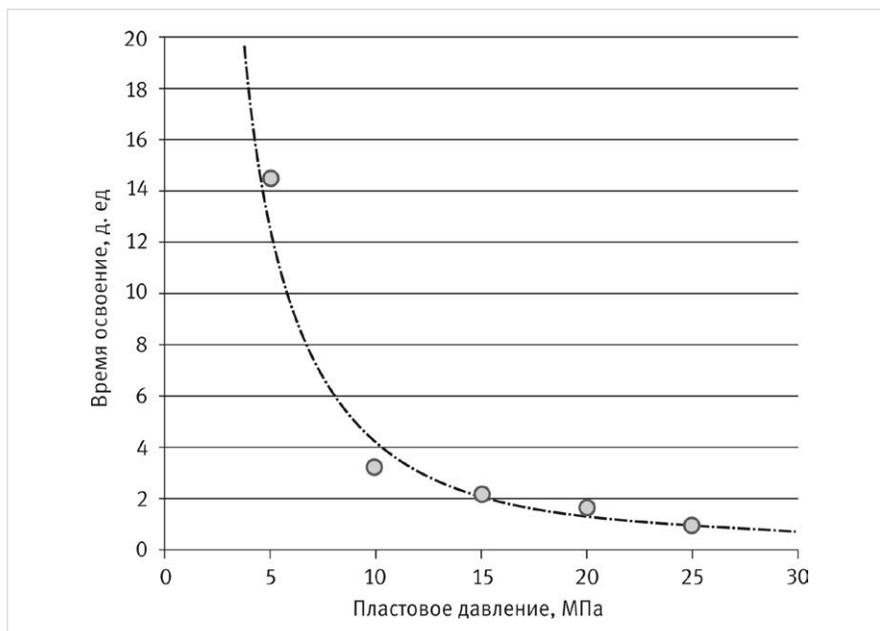


Рис. 4 — Период освоения скважины после ГРП от пластового давления

Reservoir simulation modeling for assessment of the influence of current reservoir pressure on the duration of post-fracturing well completion

Authors:

Ruslan F. Sharafutdinov — center director, oil and gas-condensate reservoirs and hard-to-recover reserves fields engineering; Sharafutdinov@tngg.ru

Ivan Yu. Levinsky — laboratory head, gas-condensate reservoirs analysis and engineering; LevinskiyIU@tngg.ru

Vladimir S. Smirnov — junior researcher; SmirnovVS@tngg.ru

Anton S. Gushinets — junior researcher; GushinetsAS@tngg.ru

TyumenNIIgiprogas, LLC, Tyumen, Russian Federation

Abstract

The analysis of causes of wells stabilization failure after fracturing as an inflow stimulation method by the example of Yamburg oil and gas condensate field is provided in the paper. Influence of low formation pressure on the fracturing efficiency is also calculated.

Materials and methods

Reservoir simulation modeling.

Results

The important role of formation pressure as a criterion which shall be regarded for assessment of fracturing prospects in the conditions of low formation pressure and as a criterion for well reactivation from idle well stock is presented in the context of the calculation.

Conclusions

The value of formation pressure shall be

regarded for selection of well candidates for fracturing. It will allow assessing the duration and labor intensity of the operations related to upcoming well completion and stabilization. It helps defining more accurate fracturing efficiency.

Keywords

Yamburg oil and gas condensate field, fracturing, simulation, formation pressure

References

1. Andreev O.P., Zinchenko I.A., Kirsanov S.A., Shtol' R.F., Ershov A.V., Merkushev M.I.

Tekhnologiya proektirovaniya gidrorazryva plasta kak elementa sistemy razrabotki gazokondensatnykh mestorozhdeniy

[Fracturing design technology as a part of gas-condensate field development system]. Moscow: Gazprom jekspo, 2009, 184 p.

OPAL
НЕФТЕПРОДУКТЫ В ВОДЕ



SERES
environnement



- Анализатор содержания нефтепродуктов в воде OPAL.
- Предназначен для технологического контроля содержания нефтепродуктов в воде и выявления аварийных ситуаций.
- Взрывозащищенное исполнение.
- Непрерывный постоянный контроль.
- Принцип измерения — инфракрасный оптический.
- Диапазон измерения от 0 до 100 ppm (мг/л).
- Успешно эксплуатируется на технологических установках НПЗ РФ.



ООО «АРД Групп»

г. Рязань, 390022,
196 км. (Окружная дорога),
д.12, оф.23

Тел. +7 (4912) 30-05-29
Моб: +7 (964) 158-31-21
+7 (906) 64-88-999

E-mail: info@ardgrupp.ru
a.levchenkov@ardgrupp.ru