DOI: 10.17122/ntj-oil-2017-4-92-99

УДК 622.276.1/.4

И.В. Фахретдинов (ООО «РН-Уфанипинефть», г. Уфа, Российская Федерация)

КОМПЛЕКСНЫЙ МОНИТОРИНГ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С МНОГОСТАДИЙНЫМ ГИДРОРАЗРЫВОМ ПЛАСТА НА ЭТАПЕ ВНЕДРЕНИЯ В УСЛОВИЯХ ПРИОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ЦЕЛЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИХ РАБОТЫ

I.V. Fahretdinov (RN-UfaNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation)

INTEGRATED MONITORING OF HORIZONTAL WELLS WITH MULTISTAGE HYDRAULIC FRACTURING AT THE IMPLEMENTATION STAGE WITHIN THE PRIOBSKIY OIL FIELD FOR THEIR WORK EFFECTIVENESS

Введение

Приобский лицензионный участок является одним из крупнейших по объемам добычи активов ПАО «НК «Роснефть», а также лидером по числу инициированных опытно-промышленных испытаний и опытно-промышленных работ (ОПР).

Именно в рамках ОПР были реализованы первые кусты с бурением горизонтальных скважин и проведением многостадийного гидроразрыва пласта (ГС с МГРП), по результатам которых было принято решение о массовом внедрении их на всей площади Приобского лицензионного участка.

Как любая новая технология, которая находится на этапе внедрения, технология ГС с МГРП в процессе ее реализации также требует оптимизационных решений, а для оценки эффективности этих решений могут потребоваться годы.

Цели и задачи

Рассмотреть вопросы, связанные с:

- созданием комплексной системы мониторинга скважин ГС с МГРП для определения эффективности их работы;
- повышением эффективности работы ГС с МГРП.

Background

Priobsky license area is one of the largest in terms of assets production of Oil Company «Rosneft», as well as the leader in the number of initiated pilot industrial tests and pilot works (PW).

It was within the framework of the PW that the first clusters were drilled by horizontal wells and carrying out multistage hydraulic fracturing of the reservoir (HW with MHF), which resulted in the decision to introduce them massively throughout the Priobsky license area.

Like any new technology at the implementation phase, the technology of HW with MHF in its realization stage also requires optimization solutions, and it may take years to evaluate the effectiveness of these decisions.

Aims and Objectives

There considered issues related to:

- creation of an integrated system for monitoring HW with MHF for determining the effectiveness of their operation;
- increasing the effectiveness of the HW with MHF.

Результаты

Предложены подходы к созданию системы мониторинга и проведения анализа эффективности ГС с МГРП на стадии внедрения, а также реализована первичная оценка проблемных скважин с целью дальнейшего увеличения их эффективности путем проведения мероприятий.

Определены оптимальные варианты формирования системы поддержания пластового давления (ППД) и сроки отработки в добыче нагнетательных скважин для кустов с различными геологическими условиями. Рассчитанные сроки переводов уже используются при оперативной оценке целесообразности переводов наклонно-направленных скважин в ППД на ряде месторождений.

Определены оптимальные количества стадий МГРП и загрузки проппанта на ГС в зависимости от разных геологических условий. Фактическая реализация первых трех скважин с увеличенным количеством стадий МГРП подтвердила успешность данного направления.

Results

There proposed the approaches to create the system of monitoring and analysis of the effectiveness of HW with MHF at the implementation stage, as well as a primary assessment of problem wells with a view to further increasing their efficiency through the implementation of measures.

The optimal variants of the formation of a reservoir pressure maintenance system (PMS) and the timing of mining in injection wells for clusters with different geological conditions are determined. The calculated terms of transfers are already used for an operative assessment of the appropriateness of transfers of directional wells in the PMS at a number of fields.

Optimal quantities of MHF stages and proppant loading on HW are determined depending on different geological conditions. The actual implementation of the first three wells with an increased number of stages of MHF confirmed the success of this direction.

Ключевые слова: наклонно-направленные скважины, нагнетательные скважины, система поддержания пластового давления, многостадийный гидроразрыв пласта, опытно-промышленные работы, эффективность

Key words: deviant directional wells, injection wells, reservoir pressure maintenance system, multistage hydraulic fracturing, pilot industrial works, efficiency

---

Введение

Приобское месторождение расположено в Западной Сибири и является уникальным по запасам нефти. Неразбуренные участки месторождения представляют собой краевые зоны с низкой продуктивностью и высокой расчлененностью.

С целью увеличения продуктивности вводимых новых скважин с 2013 года на месторождении идет активное бурение горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта (ГС с МГРП) [1]. На сегодняшний день на месторождении насчитывается около 200 ГС.

Поскольку технология ГС с МГРП находится на этапе внедрения, очень важно правильно оценить ее эффективность (в т.ч. в сравнении с наклонно-направленными скважинами (ННС)), а также сформировать предложения с целью повышения эффективности работы как реализованных, так и вводимых новых ГС.

Реализация мониторинга системы разработки с ГС с МГРП

Для эффективного мониторинга большого количества ГС реализована форма сбора статистической информации. Данная

форма находится на стадии автоматизации с целью минимизации человеческих ресурсов, а также получения возможности выгрузки основной части интересующей информации из базы данных корпоративного ПО «РН-КИН». Разрабатываемая форма включает:

- геологические параметры пласта в зонах с ГС;
- технологические параметры проведенного ГРП, заканчивания скважины и системы разработки;
- фактические запускные и текущие показатели работы скважины (в т.ч. показатели в динамике), достижение плановых значений.

На основе полученных данных рассчитываются кратности показателей ГС относительно окружающих ННС, а именно запускных и текущих дебитов нефти, а также накопленной добычи нефти. На основе рассчитанных значений кратности формируется рейтинг скважин-кандидатов для проведения первоочередных мероприятий (обработка призабойной зоны (ОПЗ), повторный ГРП и т.д.).

Анализ эффективности работы ГС с МГРП

Анализ эффективности осуществляется путем мониторинга показателей ГС в динамике (дебитов жидкости и нефти, их темпов падения, безразмерного коэффициента продуктивности J_d и т.д.) на каждом отдельно взятом кусте и сопоставления их с показателями окружающих ННС. Также контролируются характер выработки запасов и темпы отбора (ТО) от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) в сравнении с ближайшей 9-точечной системой с ННС (рисунок 1) и в дополнение оценивается степень реакции ГС на формирование системы поддержания пластового давления (ППД).

Данный анализ позволяет достаточно точно оценить, насколько система/скважина с ГС с МГРП эффективна относительно окружающих ННС. Мониторинг эффективности ГС производится как в целом по месторождению, так и отдельно по участкам (кустам) с учетом геологических условий, в которых они расположены.

На графиках (рисунки 1, 2) видно, что ГС с МГРП работают эффективнее, чем ННС.

Кратность дебита жидкости ГС относительно ННС на запуске и через год работы составляет больше трех, а кратность удельного коэффициента продуктивности оценивается в 4.

Определение оптимального варианта формирования системы ППД и времени отработки ННС на кустах с ГС с МГРП

На основе фактических данных была выявлена зависимость темпа падения дебита жидкости ГС от времени формирования системы ППД. Анализируя полученную зависимость, было установлено, что темп падения дебита жидкости более интенсивный на ГС, где система ППД формируется позже. Поскольку темпы отборов на участке с ГС с МГРП значительно выше, чем на участках с ННС, вопрос поиска оптимального времени формирования системы ППД на кустах с ГС требовал немедленной, но в то же время детальной проработки. В противном случае потери нефти от несвоевременного формирования системы ППД на кустах с ГС были бы значительными.

Необходимо отметить, что на сегодняшний день на месторождении реализуется система ГС с МГРП, где вдоль ГС располагаются три ННС (одна ННС - центральная, две ННС - краевые), предусматривающие компенсацию отборов. Поэтому, кроме поиска оптимального времени формирования системы ППД на кустах с ГС, не менее важным было определение, какие ННС переводить в первую очередь под закачку - центральную либо краевые.

Для ответа на эти вопросы была рассмотрена однослойная однородная гидродинамическая модель (ГДМ) с типичными для Приобского месторождения свойствами. При расчете варьировались следующие параметры:

- эффективная проницаемость k в пределах от 0.1 до 3 мД;
- эффективная мощность пласта h в пределах от 2 до 30 м;
- время отработки от 1 до 24 мес.

Рассматривались три варианта формирования системы ППД (рисунок 3), где система 2 подразумевает перевод всех ННС в ППД, система 2-1 - перевод только центральной ННС, система 2-2 - только краевых ННС.

Рисунок 1. Дебит жидкости ГС и окружающих ННС в динамике

Рисунок 2. Гистограмма распределения удельного Кпр на запуске ГС и ННС

Рисунок 3. Варианты системы ППД, используемые в расчете ГДМ

В результате проведенных расчетов было установлено, что система 2-2 ни в одном из случаев заданных параметров k и h не является оптимальным вариантом формирования системы ППД. Оптимальными являются варианты 2 и 2-1.

В результате для различных геологических условий в зависимости от проницаемости и мощности пласта были сформированы палетки оптимального варианта формирования системы ППД (рисунок 4) и времени начала его формирования (рисунок 5).

Следует отметить, что время отработки, в основном, определяется проницаемостью пласта и становится равным не более 1 мес.: для системы 2 с 1мД, для системы 2-1 с 0.3 мД.

Определение оптимального количества стадий и загрузки проппанта на ГС с МГРП

Наряду с организацией эффективной закачки рассматривания требуют и вопросы, связанные с оптимизацией дизайна МГРП в

ГС. Предпосылками этого являются следующие факты:

1. Значения эффективной работающей полудлины трещины ГРП (X_f), полученные путем интерпретации данных ГДИС, либо рассчитанной через высоту трещины ГРП (H_f), зарегистрированной методом кросс-дипольного широкополосного акустического каротажа (АКШ), оказались меньше, чем планируемые по дизайну ГРП.

2. По результатам интерпретации проведенных промыслово-геофизических исследований (ПГИ) для определения профиля притока получено, что часть портов МГРП могут работать неэффективно.

3. Не достигается потенциальная продуктивность ГС. Иными словами, кратность прироста удельной продуктивности ГС с 5 трещинами ГРП без интерференции относительно ННС, рассчитанная на однослойной однородной ГДМ пласта, оценивается в 4.7, а по факту в среднем кратность составляет 4 (рисунок 2).

Рисунок 4. Оптимальные варианты формирования системы ППД на кустах с ГС

$\begin{matrix} h, м \\ K, мД \end{matrix}$		$h, м$					
		5	10	15	20	25	30
$K, мД$	0.1	3	3	3	3	3	3
	0.3	1	1	1	1	1	1
	0.5	1	1	1	1	1	1
	0.7	2	2	2	2	2	2
	0.9	2	2	2	2	2	2

$\begin{matrix} h, м \\ K, мД \end{matrix}$		$h, м$					
		5	10	15	20	25	30
$K, мД$	0.3	4	6	6	6	6	6
	0.5	3	3	3	3	3	3
	0.7	2	2	2	2	2	2
	0.9	2	2	2	2	2	2
	1.0	1	1	1	1	1	1

Рисунок 5. Оптимальные сроки переводов ННС в ППД для системы 2 (слева) и 2-1 (справа) с указанием времени (в мес.)

Также, если обратить внимание на гистограмму удельной продуктивности, можно заметить, что распределение показателей ГС с МГРП имеет значительный разброс, в отличие от ННС, что также может быть косвенным признаком неоптимальной системы заканчивания в ГС.

В целях определения оптимальных количества стадий и массы проппанта на скважину в зависимости от разных геологических условий была рассмотрена однослойная однородная ГДМ с типичными для условий Приобского месторождения свойствами. Варьировались следующие параметры:

- эффективная проницаемость в пределах 0.5-2 мД;
- эффективная мощность пласта в пределах 5-25 м;
- масса проппанта на скважину в пределах 400-1200 т;
- количество стадий МГРП от 5 до 10.

Ключевым моментом в этих расчетах является то, что теперь варьирование массы проппанта происходило путем задания эффективной полудлины трещины, которая, в свою очередь, была выведена из корреляционной зависимости.

Данная зависимость была получена путем адаптации расчетных дебитов на фактические данные уже пробуренных скважин методом источников, варьируя полудлину трещины (рисунок 6).

По окончании гидродинамических расчетов были построены графики зависимости

чистого дисконтированного дохода (NPV) от количества стадий для всех масс проппанта и каждой пары геологических параметров (проницаемость и мощность пласта). Экономические показатели оценивались по действующей в ПАО «НК «Роснефть» комплексной методике расчета эффективности геологотехнологических мероприятий с нормативами, утвержденными для Приобского месторождения [2].

Пример для проницаемости 1 мД и мощности 15 м изображен на рисунке 7, где для данного случая оптимальным количеством стадий МГРП является 8, а масса проппанта на скважину 800 т (слева). На основании данных графиков была сформирована палетка с оптимальным (по максимальному значению NPV) количеством стадий МГРП и массой проппанта на скважину для разных геологических условий месторождения, отображенная на рисунке 7 (справа), где также заметно увеличение количества трещин ГРП с эффективной мощностью коллектора.

Сопоставление результатов расчета с фактическими данными

В конце 2015 года в рамках опытно-промышленных испытаний были реализованы первые три скважины с увеличенным количеством стадий МГРП и сохранением общей загрузки проппанта на скважину. На рисунке 8 представлены графики сопоставления расчетных запускных приростов с фактическими.

$$Xf = 7 * \frac{M_{\text{проп}}}{N_{\text{стадий}} * H_{\text{эфф}}}$$

Рисунок 6. Корреляционная зависимость эффективной полудлины трещины ГРП от массы проппанта на стадию

Рисунок 7. Результаты множественных расчетов: пример графика зависимости NPV от количества стадий (слева), палетка с оптимальным количеством стадий МГРП и массой проппанта на скважину для разных геологических условий месторождения (справа)

Рисунок 8. Прирост дебита ГС с 8 стадиями МГРП относительно ГС с 5 стадиями МГРП. Сопоставление расчетных и фактических показателей

Согласно проведенным расчетам и на основании фактических данных, можно сделать вывод:

- при увеличении количества стадий МГРП наблюдаются увеличение дебита и, соответственно, более интенсивная добыча нефти на протяжении первых лет работы;
- при уменьшении общей массы проппанта на ГС сохранение запускных уровней

возможно за счет увеличения количества стадий.

Данный эффект достигается за счет дополнительного притока к концам трещин «внутри» ГС.

Выводы

1. Предложены подходы к созданию системы мониторинга и проведения анализа эффективности ГС с МГРП на стадии внедре-

ния, а также реализована первичная оценка проблемных скважин с целью дальнейшего увеличения их эффективности путем проведения мероприятий.

2. Определены оптимальные варианты формирования системы ППД и сроки отработки в добыче нагнетательных скважин для кустов с различными геологическими условиями. Рассчитанные сроки переводов уже

используются при оперативной оценке целесообразности переводов ННС в ППД на ряде месторождений. Определены оптимальные количества стадий МГРП и загрузки проппанта на ГС в зависимости от разных геологических условий. Фактическая реализация первых трех скважин с увеличенным количеством стадий МГРП подтвердила успешность данного направления.

Список литературы

1. Галеев Р.Р., Зорин А.М., Колонских А.В., Хабибуллин Г.И., Мусабиров Т.Р., Судеев И.В. Выбор оптимальной системы разработки низкопроницаемых пластов с применением горизонтальных скважин с множественными трещинами гидроразрыва // Нефтяное хозяйство. 2013. № 10. С. 62-65.
2. Antonenko D.A., Pavlov V.A., Surtaev V.N., Sevastyanova K.K. Integrated Modeling of the Priobskoe Oilfield // SPE 117413. 2008.

References

1. Galeev R.R., Zorin A.M., Kolonskikh A.V., Habibullin G.I., Musabirov T.R., Sudeev I.V. Vybora optimal'noi sistemy razrabotki nizkopronitsaemykh plastov s primeneniem gorizonta'nykh skvazhin s mnozhestvennymi treshchinami gidrorazryva [Optimal Waterflood Pattern Selection with Use of Multiple Fractured Horizontal Wells for Development of the Low-Permeability Formations]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2013, No. 10, pp. 62-65. (in Russ.).
2. Antonenko D.A., Pavlov V.A., Surtaev V.N., Sevastyanova K.K. Integrated Modeling of the Priobskoe Oilfield. *SPE 117413*. 2008.

Автор

• Фахретдинов Ирнат Вячеславович
ООО «РН-УфаНИПИнефть»
Главный специалист отдела проектирования и мониторинга разработки месторождений ООО «РН-Юганскнефтегаз»
Российская Федерация, 450103, г. Уфа, ул. Бехтерева, 3/1
тел. (347) 293-60-10

The Author

• Fahretdinov Irnat V.
RN-UfaNIPIneft LLC
Chief Specialist of Department of Design and Development Monitoring of RN-Yuganskneftegaz LLC Oil Fields
3/1, Bekhterev str., Ufa, 450103, Russian Federation
tel: (347) 293-60-10