

УДК 622.276

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРИМЕНЕНИЯ МОДИФИЦИРОВАННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ГРП НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КОМЕ РЕСПУБЛИКИ ЧАД

Джими М.У.¹, Ленченкова Л.Е.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа
¹e-mail: petrolier@mail.ru

Аннотация. *Представлены результаты анализа геолого-физических характеристик и показателей разработки месторождения Кома республики Чад. Отмечены высокие коллекторские условия разработки объекта, наличие высокопроницаемых пластов, высоковязкой нефти, высоких температур.*

На месторождении в течение семи лет проводятся работы по увеличению коэффициента продуктивности на основе применения различных модификаций ГРП. Выявлена зависимость эффективности применения различных технологий от объемов: жидкости-песконосителя, проппанта, от его концентраций, последовательности их ввода в трещину, а также от скорости закачки технологических жидкостей при проведении ГРП. Предложена блок-диаграмма выбора технологии ГРП, установлена наиболее эффективная технология ГРП концевого экранирования (TSO). Отмечено, что в качестве жидкостей песконосителей наиболее эффективны технологические жидкости представленные гелеобразующими составами на водной основе с регулируемым временем загеливания, поэтому дальнейшие работы в области повышения технологии ГРП-TSO следует направить на экспериментальное обоснование таких технологических жидкостей, на моделирование основных параметров, учитывающих минимальные значения коэффициента утечек в породу пласта.

Ключевые слова: *технология концевого экранирования, гидроразрыв пласта, коэффициент продуктивности, трещины, ширина, градиент давления, коэффициент утечек, проводимость трещины, технологические жидкости*

Начиная с 2003 года, консорциум из трех крупнейших нефтяных компаний (ExxonMobil, Petronas и Chevron), начал добычу нефти на месторождении Кома.

Продуктивные пласты месторождения Кома состоят из песчаника нижнего и верхнего мела, причем около 97 % балансов запасов нефти сосредоточены в верхнем меле, глубина залегания которых составляет 1700 м. Добыча нефти осуществляется из следующих 6 нефтенасыщенных пластов: УО, М1, М2, М3, А1, А2 [1].

Пласты верхнего мела – представлены высокопроницаемыми (5,8 мкм²) и высокопористыми (27 %) песчаниками. Характеристики пластов рассматриваемого месторождения определялись на основании результатов геофизических, гидродинамических и лабораторных исследований.

Пластовая нефть верхнего мела месторождения Кома обладает плотностью 927 кг/м³, вязкость изменяется в широких пределах от 70 до 800 мПа·с, пластовая температура не превышает 60 °С, пластовое давление 15,50 МПа и средний газовый фактор составляет 2,7 м³/м³.

Продуктивный пласт нижнего мела месторождения Кома также представлен песчаником, но имеет низкую проницаемость ($0,005 \text{ мкм}^2$) содержит менее вязкую нефть ($0,3 \text{ мПа}\cdot\text{с}$), глубина залегания 3000 м, в них находятся 3 % балансов запасов нефти. Пластовая температура $104 \text{ }^\circ\text{C}$ и пластовое давление $33,6 \text{ МПа}$, средний газовый фактор $250 \text{ м}^3/\text{м}^3$, начальное пластовое давление составляет $33,6 \text{ МПа}$. Геологический профиль месторождения представлен на рис. 1.

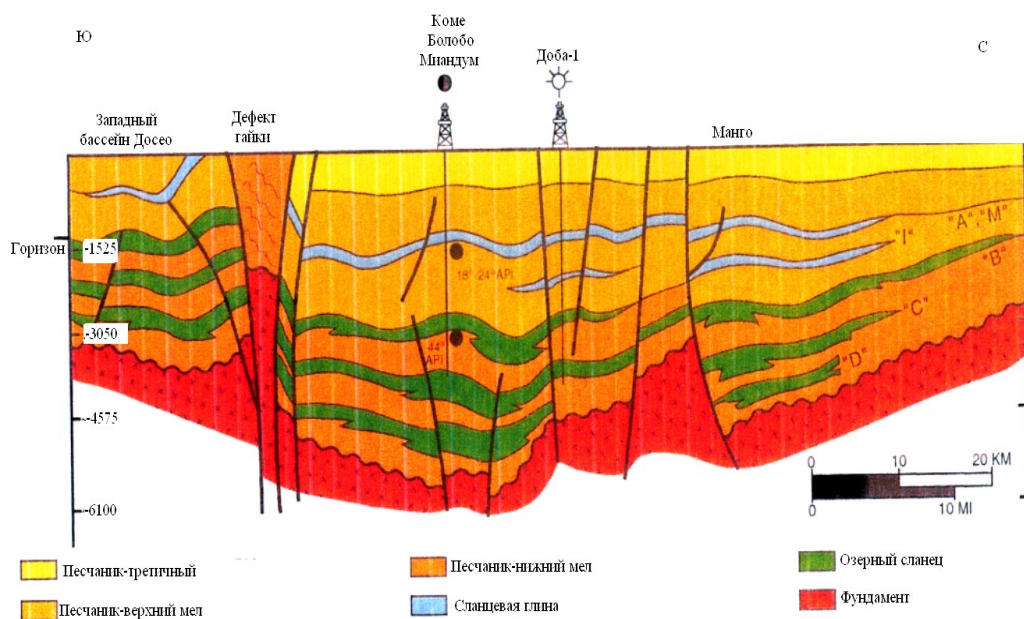


Рис. 1. Геологический профиль

Прогнозирование основных показателей разработки месторождения Кома осуществлялось на основе использования гидродинамической модели, выполненной с учетом ограничений по дебиту скважин, вводимых по условию потребительских нужд.

Так, в течении первого года добыча нефти на месторождении ограничивалась до уровня 25,5 тыс. тонн в сутки (рис. 2).

На месторождении Кома используются три технологии ГРП: HRWP, StimPAC* и Slurry Pack.

Общее количество введенного проппанта представляет собой разницу между общим количеством закаченного проппанта под переходное отверстие и количеством проппанта, необходимого для заполнения кольцевого пространства.

Удельный объем проппанта определяется из расчета закачки в трещину общего количества проппанта на единицу длины интервала перфорации.

При анализе промысловых данных получено, что удельный объем проппанта изменяется от $42,5$ до $309 \text{ м}^3/\text{м}$. Причем в четырех из десяти скважин этот показатель достигал значения менее $175 \text{ м}^3/\text{м}$ проппанта и в этих скважинах все операции ГРП были не успешными (рис. 3).

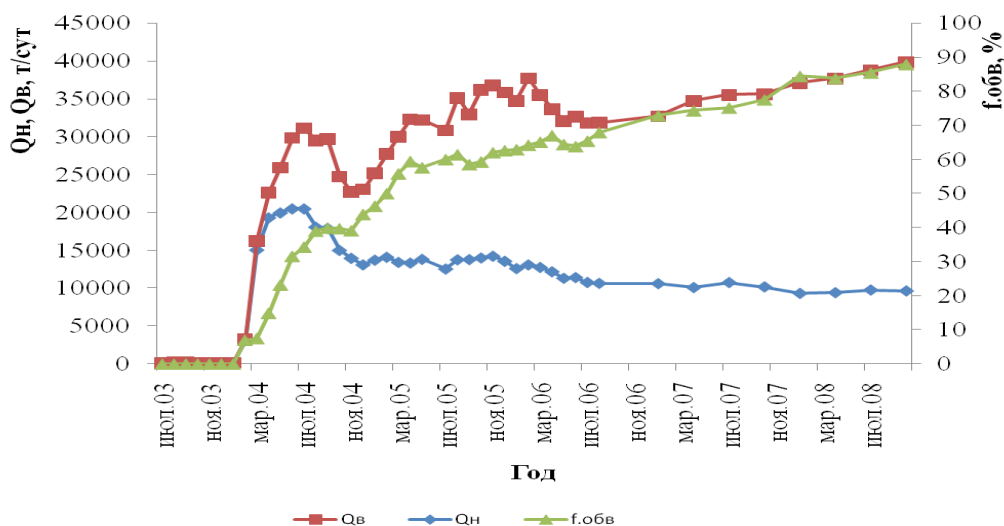


Рис. 2. Динамика показателей разработки месторождения Кома

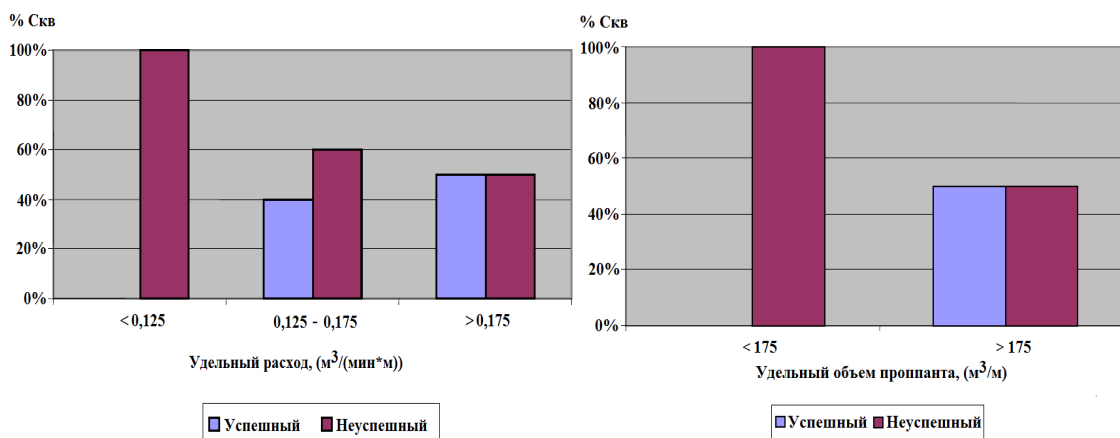


Рис. 3. Зависимость успешности обработок от удельных расходов проппанта и удельный объем проппанта

Установлено, что операции ГРП, выполненные при больших удельных расходах технологических жидкостей, являются более успешными по сравнению с аналогичными обработками, проведенными на меньших удельных расходах.

В высокопроницаемых пластах с большой флюидоотдачей высокие удельные расходы технологических жидкостей на водной и нефтяной основах являются необходимым условием для получения желаемого дизайна ГРП по технологии концевого экранирования (TSO) [4].

При анализе промысловых испытаний наиболее эффективной технологии ГРП – StimPAC* были определены критерии ее эффективного применения:

- содержание проппанта в технологических жидкостях не более 35 %;
- удельный объем проппанта не менее 175 м³/м;
- удельный расход проппанта не менее 0,18 м³/(мин*м).

Усовершенствование методологии существующих проектов, выполненных для условий месторождения Кома, предусматривает использование базы данных свойств горных пород и флюидов по пластам, измерение профиля давления и оптимальных параметров трещин ГРП.

Точное измерение профиля давления с рассчитанным градиентом давления при ГРП позволяет получить более реальную геометрию трещин.

Оптимальные параметры проекта, полученные из анализа промысловых данных при проведении ГРП, также могут быть использованы с целью улучшения успешности реализации технологии ГРП StimPAC* (рис. 4).

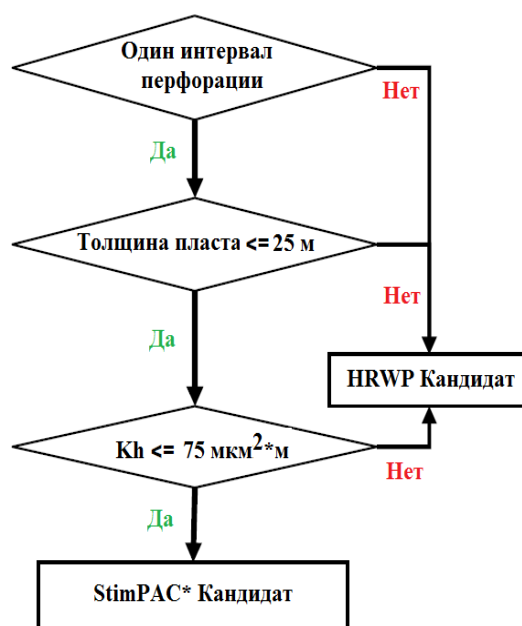


Рис. 4. Блок-схема выбора технологии HRWP или StimPAC для условий месторождения Кома

Различные виды каротажа, выполненные по длине скважин, позволяют получить достаточное количество данных по следующим пластовым характеристикам: пористость, напряжение, модуль Юнга и коэффициент Пуассона, необходимых при моделировании трещины при проведении ГРП (табл. 1).

Таблица 1. Основные пластовые характеристики для расчета параметров ГРП месторождения Кома

	Месторождения Кома		
	Пласт М1	Пласт А1	Пласт УО
Напряжение (МПа/м)	0,023	0,022	0,023
Пористость (%)	23	20	19
Коеф. Пуассона	0,25	0,25	0,27
Модуль Юнга (МПа)	1034	1020	1241

Выполнен анализ изменения градиента давления при ГРП от градиента порового давления. Параметры данной зависимости приведены на рис. 5.

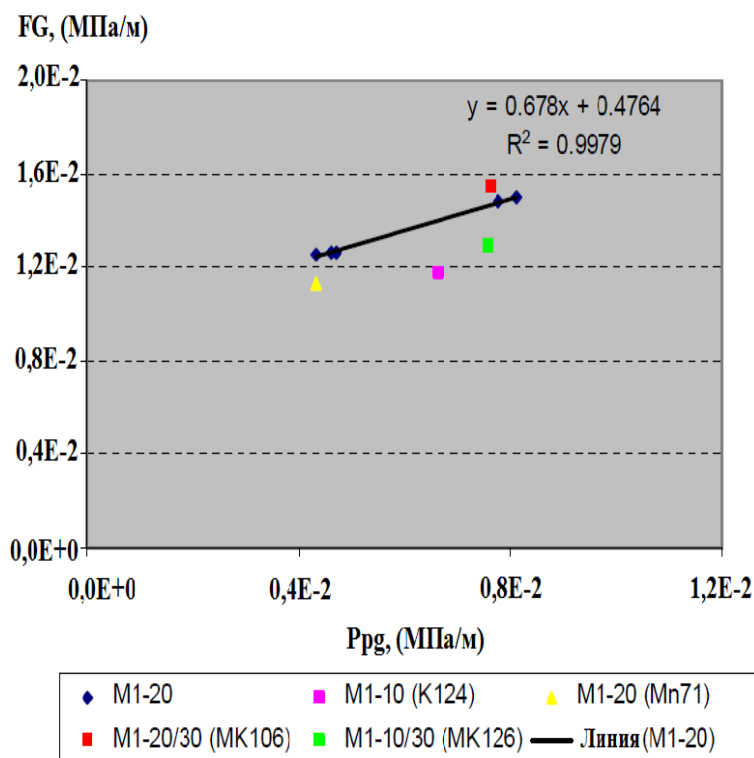


Рис. 5. Зависимость расчетного градиента давления при ГРП (FG) от градиента порового давления (Ppg) для условия месторождения Кома

Соотношение между градиентом давления при ГРП и градиентом порового давления можно определить по следующей формуле [2, 3]:

$$FG = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_v + \alpha \frac{(1-2\nu)}{1-\nu} P_{pg} + T, \quad (1)$$

где $\alpha = 0,6097 + 0,9299 * \varphi$; ν – коэффициент Пуассона; σ_v – напряжения; α – коэффициент Биотта; P_{pg} – градиент порового давления; T – горное давления, φ – пористость.

Значение горного давления (T) может быть получено из уравнения (1), и его графического решения, согласно формуле:

$$T = b - \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_v. \quad (2)$$

Изменения градиентов давления при ГРП по технологии StimPAC* по нескольким скважинам были вычислены, используя уравнение (1); сравнение расчетов с промысловыми результатами дали отклонение менее 10 %.

Сравнение результатов расчетов градиента давления с фактическими данными приведено на рис. 6.

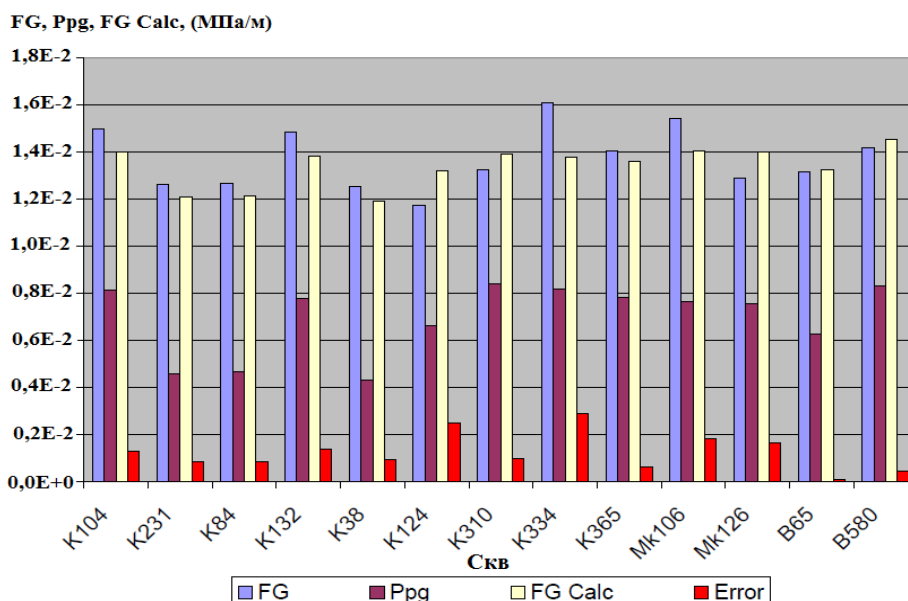


Рис. 6. Отклонение расчетных градиентов давления при ГРП от их фактических значений

Полученные прогнозные значения градиентов давления при ГРП могут быть использованы для уточнения профиля давления, конечно, при условии доступности каротажного материала, тем самым влияя на положительные результаты в ходе проведения ГРП.

Анализ промыслового материала позволил установить зависимость коэффициента утечек технологической жидкости от проводимости трещины (Kh) отдельно для пластов А и М верхнего мела месторождения Кома.

Полученные зависимости указанных показателей приведены на рис. 7.

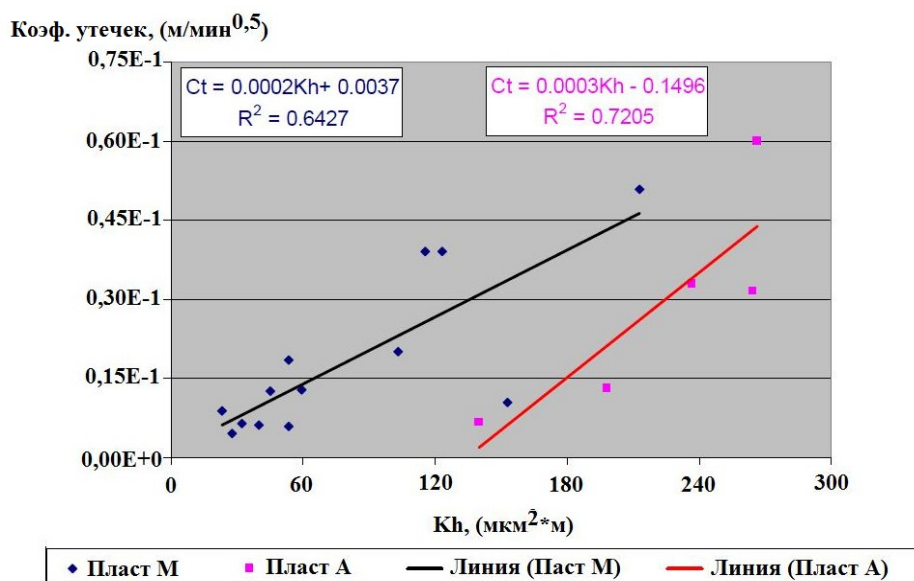


Рис. 7. Зависимость коэффициенты утечек от проводимости трещин для пластов А и М верхнего мела месторождения Кома

Выводы

Исходя из выполненного анализа промысловых результатов и теоретических расчетов были сделаны следующие выводы:

1. Установлена наиболее успешная технология ГРП из все проведенных технологических операций различных модификаций ГРП – технология StimPAC*, что подтверждают полученные в ходе промысловых экспериментов результаты более высоких приростов коэффициентов продуктивности по сравнению с технологией HRWP.

2. Отмечено значительное влияние на положительные результаты ГРП точности прогнозных расчетов значений удельных объемов проппанта, его удельных расходов и скорости закачки технологических жидкостей с учетом определения данных при моделировании процесса ГРП и лабораторных экспериментов.

3. При моделировании дизайна ГРП следует учитывать фактические характеристики пластовых систем: коэффициент Пуассона, модуль Юнга, градиент порового давления.

Литература

1. Concession application for Kome. Chad, 2000. P. 145.
2. Micheal J. Economides (ed.), Kenneth G. Nolte (ed.). Reservoir Stimulation, 2nd edition, Prentice Hall, 1989, 1716 p.
3. InTouch №4400031 Case History: Use of YF100 with 8 % KCl for SlurryPAC and StimPAC Jobs in Chad.
4. Optimization of StimPAC* Treatments in Doba Basin (Chad). 2010. 20 p.

ANALYSIS OF RESULTS THE USE HYDRAULIC FRACTURING ON KOME OIL FIELD IN THE REPUBLIC OF CHAD

M.O. Djimi¹, L.E. Lenchenkova

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

¹e-mail: petrolier@mail.ru

Abstract. *Results of the analysis of geological and physical characteristics and indicators of the Kome development oil field in the republic of Chad. The following characteristics were confirmed: highly permeable reservoirs, heavy oil, high temperatures. Operations to increase the productivity index of this field have been a conducted for seven years. This work is based on the use of different applications of hydraulic fracturing. The efficiency of the fracturing depends on the amount of fluids. It also depends the fluid-sand carrier (proppant); precisely on its concentration, on its sequence of entry into the cracks and finally on the rate of injection process during the hydraulic fracturing.*

A block diagram of the choice of hydraulic fracturing technology has been proposed. The most effective TSO hydraulic fracturing has been identified. Moreover, it has been noted that the most effective fluid-sand carriers for hydraulic fracturing are the water-based, time adjustable gels. For this reason, we recommend research on enhancing hydraulic fracturing TSO technology be oriented to the experimental study of process liquids and to the modeling of key parameters which take into account the minimum values of leaks in the reservoir rock.

Keywords: *tip-screen-out, hydraulic fracturing, productivity index, fracture, width, pressure gradient, leak off, transmissibility, process liquids*

References

1. Concession application for Kome. Chad, 2000. P. 145.
2. Micheal J. Economides (ed.), Kenneth G. Nolte (ed.). Reservoir Stimulation, 2nd edition, Prentice Hall, 1989, 1716 p.
3. InTouch №4400031 Case History: Use of YF100 with 8 % KCl for SlurryPAC and StimPAC Jobs in Chad.
4. Optimization of StimPAC* Treatments in Doba Basin (Chad). 2010. 20 p.