G04

Analysis of Systems of Development the Main Object U1-2 Field Kraynee

O.A. Taratutina* (Gazpromneft NTC, Ltd), L. Gaponova (Gazpromneft NTC, Ltd), L. Pyankova (Gazpromneft NTC, Ltd) & S. Klimov (Gazpromneft NTC, Ltd)

SUMMARY

The main oil production object design U1-2 of field Kraynee drilled on various development systems. This geological object is currently under active development for the period 2012-2015 drilled 126 wells. Due to the small oil-saturated thickness and low permeability reservoir of the object from the drilling of directional wells has moved to drilling horizontal wells with multi-stage fracturing conduct in the development and direction of different horizontal sections. Analysis of the efficiency of reserves recovery on units with different systems of development have shown that a clear advantage of any system the location of wells for the Jurassic sediments have not been identified.

Анализ систем разработки основного объекта Ю₁₋₂ Крайнего месторождения

О.А. Таратутина (ООО «Газпромнефть НТЦ»), Л.М. Гапонова (ООО «Газпромнефть НТЦ»), Е.М. Пьянкова (ООО «Газпромнефть НТЦ»), С.В. Климов (ООО «Газпромнефть НТЦ»)*

Введение

Работа «Дополнение к Технологической схеме разработки Крайнего нефтяного месторождения» выполнена в связи с уточнением геологических моделей по части продуктивных пластов. Недропользователем является ОАО «Газпромнефть-ННГ».

Основанием для составления проектного документа является реализация лицензионных обязательств и изменения в геологических запасах по результатам ОПЗ в период 2014-2016 гг.

Цель работы – обоснование извлекаемых запасов по основному объекту Ю₁₋₂, корректировка систем разработки и комплекса ГТМ.

Общие сведения об участке недр и геолого-физическая характеристика месторождений

В административном отношении Крайнее нефтяное месторождение находится в пределах Пуровского района ЯНАО Тюменской области. Ближайшими населенными пунктами являются г. Ноябрьск (80 км к юго-востоку) и г. Муравленко (18 км к востоку). Рассматриваемый район характеризуется достаточно развитой инфраструктурой газо- и нефтедобывающей промышленности, что позволяет в короткие сроки вовлечь в разработку, как выявленные залежи, так и новые перспективные участки разрабатываемых объектов.

По месторождению подсчет запасов УВ выполнялся в 1987 и 2010 гг., в период 2010-2015 гг. в оперативном порядке запасы оценивались шесть раз. Крайнее нефтяное месторождение по геологическому строению – сложное, по величине извлекаемых запасов нефти – крупное. Промышленная нефтеносность на месторождении (15 пластов) установлена в пределах усть-балыкской, сортымской, васюганской и тюменской свит, а также ачимовской толщи. По запасам объект Ю₁₋₂ является одним из основных на месторождении – 24,2% НГЗ и 21,9% НИЗ нефти категории АВ₁. По отбору годовой добычи нефти – основным (83% от суммарной по месторождению). Объект характеризуется низкими средними значениями нефтенасыщенной толщины (1,9 м) и проницаемости ($1,8 \text{ мкм}^2 \times 10^{-3}$).

Анализ выработки запасов нефти и эффективность системы разработки Основной залежи объекта Ю₁₋₂

Пробная эксплуатация объекта начата в 2000 г., промышленная разработка – в 2008 г. Объект находится на стадии активного освоения, за период 2012-2015 гг. пробурено 126 скважин. Отбор от НИЗ составил 46,8%, текущий КИН – 0,140 (при утвержденном – 0,300). Ввод системы ППД – 2008 г., накопленная компенсация 95%, текущая компенсация 126%.

На 01.01.2016 г. эксплуатационный фонд объекта 220 скважин, из них 141 добывающая (в т.ч. 139 действующие) и 79 нагнетательных (в т.ч. 70 действующих). Ввиду малых нефтенасыщенных толщин и низкой проницаемости коллектора объекта, от бурения наклонно-направленных добывающих скважин перешли к горизонтальным скважинам с проведением многостадийного ГРП при освоении и с разным направлением горизонтальных участков. Охват дренированием подвижных запасов Основной залежи по площади составляет порядка 75%. Коэффициент охвата работой перфорированных толщин ($K_{р\tau}$) объекта высокий и составляет 0,93 доли ед. Для оценки эффективности выработки запасов объекта Ю₁₋₂ проведено условное разделение Основной залежи на блоки с различными системами разработки (рис. 1).

Рисунок 1 Схема блоков с различной системой разработки Основной залежи объекта Ю₁₋₂.

В результате анализа показателей по рассмотренным блокам существенного преимущества какой-либо системы на данном этапе не выявлено. Незначительно эффективнее по соотношению «Обводненность-Отбор от НИЗ» показала себя площадная (лучевая) система разработки. Кроме того, преимущество последней заключается ещё и в том, что бурение горизонтальных скважин производится наиболее оптимально относительно кустовой площадки с целью снятия рисков пересечения буримых стволов скважин. Окончательный вывод по преимуществу одной системы по отношению к другой можно сделать после полного разбуривания залежи и более продолжительного срока эксплуатации.

Выводы

Анализ эффективности выработки запасов по блокам с различными системами разработки показал, что явного преимущества какой-либо системы размещения скважин для юрских отложений нет.

Библиография

1. «Пересчет геологических запасов нефти, растворенного газа и сопутствующих компонентов Крайнего нефтяного месторождения» по состоянию на 01.01.2009 г., (протокол ГКЗ Роснедра № 2127-дсп от 17.02.2010 г), ОАО «ЦГЭ», Москва, 2010.
2. «Дополнение к Технологической схеме разработки Крайнего нефтяного месторождения», утверждено ЦКР Роснедра по УВС № 6160 от 25.12.2014 г., ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург-Тюмень, 2014.