

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА В РАЗНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПРЕДПОСЫЛКАХ НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТА ПК₁₋₃ ВОСТОЧНО-МЕССОЯХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

И. В. Коваленко¹, С. К. Сохошко², Е. А. Подчувалова¹

¹ООО «Газпромнефть — НТЦ», г. Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация. Работа посвящена выбору оптимальной технологии вскрытия пласта ПК₁₋₃ Восточно-Мессояхского месторождения в условиях геологической неопределенности. Особенностью рассматриваемого пласта, с одной стороны, являются наличие газовой шапки и подстилающей воды, что требует использования скважин с горизонтальным окончанием ствола, с другой стороны — высокая расчлененность вертикального разреза, что требует технологий повышения охвата дренирования запасов по вертикали. Производилось моделирование различных сценариев реализации геологии: различная протяженность геологических тел, различные значения песчаности и проницаемости. Рассматривались технологии вскрытия горизонтальными скважинами, многозабойными скважинами и скважинами по технологии «фишбон».

На основе комплексной технико-экономической оценки предложены оптимальные конструкции скважин для различных геологических зон, определен оптимальный коридор проводки высокотехнологичных скважин между рядами нагнетательных скважин, а также определены оптимальное количество боковых отростков и оптимальная конструкция скважины по технологии «фишбон».

Ключевые слова: горизонтальная скважина; многозабойная скважина; скважина по технологии «фишбон»

SELECTION OF THE OPTIMAL RESERVOIR OPENING TECHNOLOGY IN DIFFERENT GEOLOGICAL CONDITIONS: A STUDY OF THE PK₁₋₃ FORMATION AT THE VOSTOCHNO-MESSOYAKHSKOYE OIL FIELD

I. V. Kovalenko¹, S. K. Sokhoshko², E. A. Podchupalova¹

¹LLC «Gazpromneft — NTC», Tyumen, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

Abstract. The article is devoted to choosing of optimal well technology for PK₁₋₃ formation development of the the Vostochno-Messoyakhskoye oil field in the geological uncertainty condition. The formation has some features. On the one hand there are a gas cap and underlying water in the formation, which require usage of horizontal wells, but on the other hand there is a high dissection of the vertical section, which requires technologies to increase the coverage of reserves drainage in vertical direction. The different scenarios of geology were modelled: different length of geological bodies, different values of sandstone and permeability. Considered technologies are horizontal wells, multilateral wells and wells with technology «fishbone».

Applying a comprehensive technical and economic assessment to propose optimal design of wells for different geological zones, to determine the optimal corridor of high-tech wells between the rows of injection wells, the optimal number of lateral well branches and the optimal design of the well with technology of «fishbone».

Key words: horizontal well; multilateral well; well with technology of «fishbone»

Введение

Восточно-Мессояхское месторождение находится в северной части Западно-Сибирской низменности, на юго-западе Гыданского полуострова. Наиболее изученным пластом является пласт ПК₁₋₃, проблематика разработки которого рассматривалась ранее в других работах [1–3]. По своим геологическим особенностям

запасы пласта ПК₁₋₃ являются трудноизвлекаемыми. Представление о геологическом строении с каждым годом приобретает все более сложный характер по мере разбуривания: от массивной нефтяной залежи при открытии месторождения до массивной залежи с газовой шапкой, подстилающей водой, блоковым строением, фашиально разделенной на пойму и русловую часть. В настоящее время представление о геологическом строении пласта ПК₁₋₃ (верхнепокурская свита, сеноман, верхний мел) следующее: разрез состоит из трех интервалов (циклитов), разделенных первоначально поверхностями затопления. Отложения каждого циклита имеют различные пределы выдержанности, связанности и ФЕС, что обусловлено условиями формирования: нижний цикллит С представляет собой отложения русловых фаций, сформирован крупнозернистым песчаником, обладает хорошими коллекторскими свойствами. Далее меандрирующая система сменяется на обстановку дельтовой равнины, что диагностируется в интервале циклита В. Кровельная часть пласта (циклит А) представляет собой фронтальную часть дельты. При переходе от нижнего циклита к верхнему ухудшаются свойства коллектора и связанность песчаных тел.

Проблематика

С учетом сложной геологии продуктивного пласта ПК₁₋₃ Восточно-Мессояхского месторождения возник вопрос об оптимальном вскрытии продуктивной толщи. С одной стороны, вышележащий газ и подстилающая вода определяют горизонтальное окончание скважин, с другой стороны, высокая степень расчлененности разреза и прерывистости геологических тел требует использование технологий, повышающих вертикальный охват разреза при разработке залежи. Поэтому необходимо было рассмотреть сложные технологии заканчивания, такие как многозбойные скважины (МЗС) и скважины по технологии «фишбон» (FB), для различных участков месторождения наряду с горизонтальными скважинами (ГС).

Алгоритм расчетов

Алгоритм выбора оптимальной технологии вскрытия пласта ПК₁₋₃ состоял из шести этапов, каждый из которых включает геолого-гидродинамическую модель с разным уровнем детализации — от синтетической (концептуальной модели) до реальной.

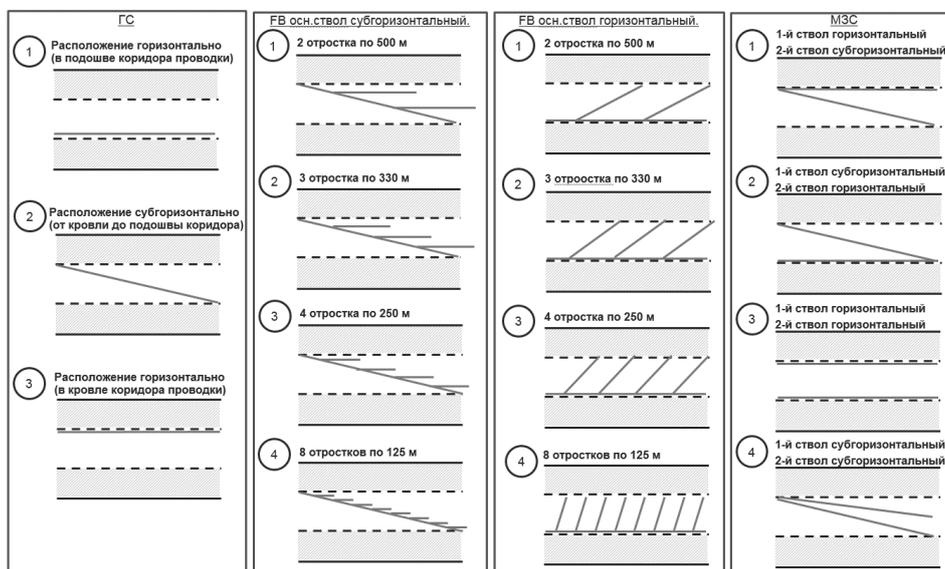


Рис. 1. Схематичное представление расположения скважин в разрезе

1. На первом этапе была сформирована матрица технологий на основе конструкции скважин и положения их в разрезе (рис. 1).

Моделирование скважин проводилось в так называемом коридоре проводки скважины, определенном на этапе концептуального проектирования, который принят с отступом от газонефтяного и водонефтяного контактов на одну треть нефтенасыщенной толщины. Длина основного ствола в каждом варианте составляет 1 000 м, сумма длин боковых стволов (ответвлений) также равна 1 000 м. Моделирование на данном этапе осуществлялось на однородной секторной модели (участок ЧНЗ) для исключения влияния локального геологического фактора (создание одинаковых условий).

Наибольший прирост по добыче нефти достигается при минимальной интерференции между стволами скважины, что соответствует «фишбону» с максимальным углом между материнским стволом и боковыми и, соответственно, наибольшим количеством коротких ответвлений (см. рис. 1, 3-й столбец, 4-й вариант). При длинных отростках зенитный угол не будет максимальным ввиду ограниченной высоты пласта. Сопоставимые результаты получены по МЗС в вариантах с максимальным расстоянием между стволами (см. рис. 1, 4-й столбец, 3-й вариант).

2. На втором этапе была создана матрица из 27 геологических сценариев, отличающихся между собой рангами вариограмм и коэффициентом песчаности. Формирование матрицы основано на текущем представлении геологии пласта ПК_{1,3} (без учета газовой шапки и подстилающей воды), где для каждого циклита и фаций приняты разные ранги вариограмм (латеральный 400 ± 200 м, вертикальный 3 ± 1,5 м), песчаность в среднем варьируется от 30 (циклит А) до 70 % (циклит С).

В случае низкой песчаности независимо от латеральной и вертикальной протяженности тел явное преимущество, согласно расчетам, у технологии «фишбон» с 8 ответвлениями по 125 м каждый и с горизонтальной проводкой основного ствола. В менее расчлененном коллекторе преимущество данной технологии сохраняется при латеральной протяженности тел до 200 метров.

При увеличении латерального ранга вариограмм при коэффициенте песчаности 50 % эффективность классической МЗС приближается к эффективности «фишбона» с 8 отростками по 125 метров. В более монолитном коллекторе разница в кратности прироста по накопленной добыче нефти между всеми рассмотренными вариантами менее заметна в связи с тем, что здесь в основном происходит интенсификация добычи, а не увеличение охвата пласта. Существующая разница в монолитном коллекторе говорит об интерференции между стволами скважин, поэтому на первом этапе показано, что в данном случае необходимо бурить «фишбоны» или многозабойные скважины с максимальным углом между основным стволом и ответвлениями.

На рисунке 2 показаны сводные результаты по эффективности технологий МЗС и «фишбон» относительно ГС. Для каждой из 27 геологических реализаций модели представлен прирост по накопленной добыче нефти за 10 лет «фишбона» с 8 отростками по 125 м и МЗС с максимальным расстоянием между стволами. За единицу принимается накопленная добыча нефти ГС. По оси X — ранги вариограмм (латеральный/вертикальный). Представлены области с различным коэффициентом песчаности.

3. На третьем этапе модели были усложнены наличием газовой шапки и подошвенной воды. Расчеты показали, что наличие газовой шапки и подстилающей воды принципиально не меняют решения, полученные на модели без газа и воды. Разница состоит только в снижении кратности дополнительной добычи нефти относительно геологической модели без газа и воды. Среди «фишбонов» основное преимущество вне зависимости от геологических условий имеет конструкция с горизонтальной проводкой основного ствола и 8 отростками по 125 м (много коротких отростков, нежели мало длинных при одинаковой суммарной длине).

При снижении песчаности и увеличении прерывистости эффективность МЗС относительно «фишбона» (FB) снижается.

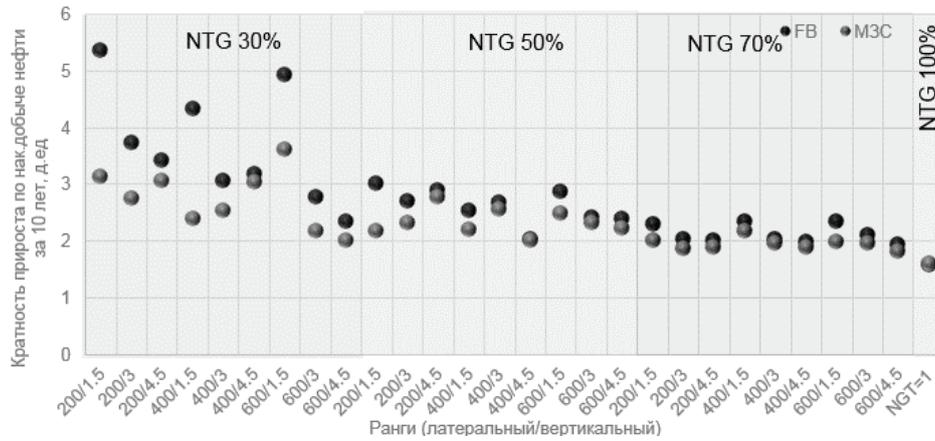


Рис. 2. Кратность прироста по накопленной добыче нефти за 10 лет технологий МЗС и «фишбон» относительно газовой скважины

4. На четвертом этапе оценивалось влияние неопределенности проницаемости пласта.

Величина кратности прироста по накопленной добыче нефти той или иной технологии относительно ГС зависит не только от песчаности и связанности коллектора, но и от проницаемости пласта. Чем выше проницаемость, тем ниже эффект. В случае монолитного коллектора при высокой проницаемости эффект стремится к нулю (рис. 3). Кратность прироста приведена для модели с подключением газовой шапки и водоносного горизонта. Короткая пунктирная линия — это кратность прироста для средней проницаемости 150 мД, сплошная линия — для средней проницаемости 436 мД (равна средней проницаемости циклитов $A + B$), длинная пунктирная линия — для проницаемости 1 200 мД.

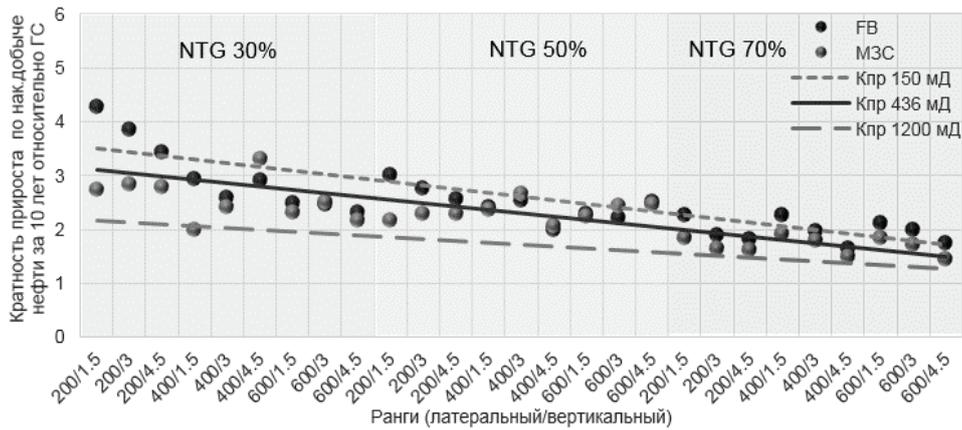


Рис. 3. Влияние проницаемости на кратность прироста по добыче нефти

5. На пятом этапе была проверена устойчивость решения по выбору оптимальной технологии вскрытия на модели с «реальной» геологией.

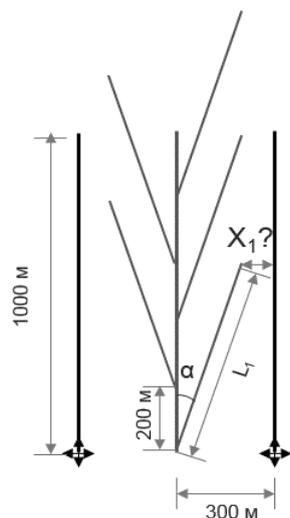


Рис. 4. Расположение «фишбона» в плане между двумя нагнетательными скважинами (вид сверху)

Для расчета был взят сектор гидродинамической модели в зоне преимущественного распространения циклитов «А + В», где требуется подбор оптимальных технологических решений. За базовую технологию вскрытия пласта была принята технология ГС с длиной горизонтального участка 1 000 м, расстоянием между рядами 300 м, между скважинами в ряду — 100 м. Латеральный и вертикальный ранги — 400 и 2,8 м, средний коэффициент песчаности — 52 %, средний коэффициент проницаемости — 552 мД.

Расчеты на «реальной» геологии подтвердили максимальную эффективность технологий «фишбон» (основной ствол — 1 000 м, а также 8 ответвлений по 125 м) и МЗС с точки зрения добычи относительно базовой технологии. Прирост по входному дебиту у «фишбона» составил порядка 40 %, как и у МЗС.

6. Шестой этап посвящен поиску оптимального коридора проводки высокотехнологичных скважин в плане между рядами нагнетательных скважин с учетом технических ограничений по бурению, а также оптимальному количеству отростков «фишбона». При расчетах варьировался коридор в плане расположения «фишбона» между двумя нагнетательными скважинами (рис. 4).

По результатам моделирования наилучшим вариантом по приращению дебита как в абсолютном значении, так и нормированном на время строительства и стоимость скважины является вариант с расстоянием от линии скважин ППД в половину расстояния шага проектной сетки — в данном случае 150 м при длине отростка в 440 м, что является производной величиной от максимально возможного набора угла отклонения отростка в плане и коридора проводки (рис. 5).

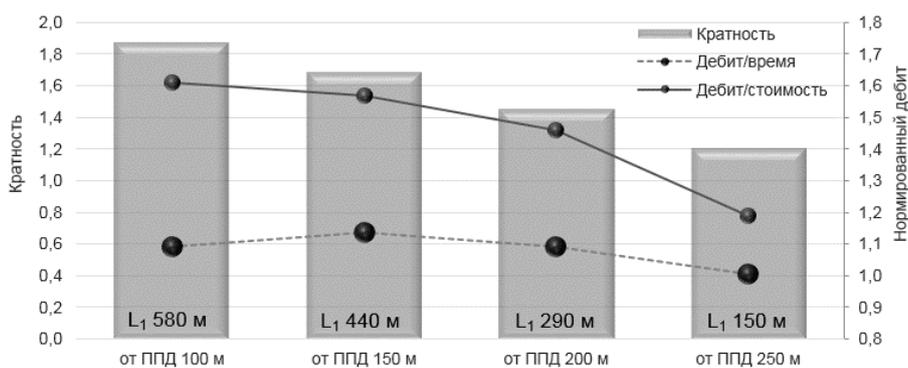


Рис. 5. Кратность прироста дебита нефти относительно базовой технологии горизонтальной скважины (принято за «1»)

Отношение прироста дебита к приросту времени строительства и стоимости необходимо было учитывать, поскольку возможна ситуация, в которой выгоднее

бурить проще, дешевле и быстрее взамен строительства дорогой и «долгой» скважины.

Завершающим этапом стало уточнение оптимального количества отростков «фишбона». При варьировании различной плотности отростков в оптимальном в плане коридоре проводки было определено, что уплотнение отростков свыше 200 м не приводит к росту стартового дебита из-за взаимной интерференции.

Результат

Результатом данной работы стала реализация программы опытно-промышленных работ по бурению скважин по технологии МЗС и «фишбон». Прирост стартового дебита в среднем по скважинам сложной технологии составил около 60 %, что послужило основанием для тиражирования технологии МЗС и «фишбон» на участки с высокой расчлененностью пласта ПК_{1,3} Восточно-Мессояхского месторождения.

Выводы

- Бурение скважин по технологии МЗС и «фишбон» целесообразно как с точки зрения приростов нефти в абсолютном измерении, так и с учетом увеличения времени и стоимости строительства скважин по сложной технологии в коллекторах с высокой степенью неоднородности по вертикальному разрезу (аналоги пласта ПК_{1,3} Восточно-Мессояхского месторождения).
- При снижении доли песчаности ниже 50 % в продуктивном разрезе рекомендуется применять технологию «фишбон», в обратном случае более приоритетно смотреть применение технологии МЗС за счет более коротких сроков строительства при сопоставимом приросте дебита.
- Оптимальная плотность отростков фишбона — 200 м между отростками основного ствола, оптимальный в плане коридор бурения «фишбона» равен половине расстояния между нагнетательными скважинами.

Библиографический список

1. Коваленко И. В., Сохошко С. К., Листойкин Д. А. Оценка влияния подстилающих вод на разработку пласта высоковязкой нефти ПК_{1,3} Восточно-Мессояхского месторождения с помощью гидродинамических исследований скважин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 1 – С. 57–63.
2. Коваленко И. В., Сохошко С. К., Плешанов Н. Н. Поддержание пластового давления путем закачки воды в горизонтальные скважины в условиях геологической неопределенности континентальных отложений высоковязкой нефти пласта ПК_{1,3} Восточно-Мессояхского месторождения // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 2 – С. 44–50.
3. Сопровождение бурения горизонтальных скважин на Восточно-Мессояхском месторождении в условиях высокой латеральной неоднородности пласта ПК_{1,3} / И. В. Коваленко [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 4 – С. 60–67.

Сведения об авторах

Коваленко Игорь Викторович, к. т. н., начальник отдела, ООО «Газпромнефть — НТЦ», г. Тюмень, e-mail: Kovalenko.IV@gazpromneft-ntc.ru

Сохошко Сергей Константинович, д. т. н., профессор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)283027, e-mail: sksohoshko@mail.ru

Подчувалова Есения Анатольевна, главный специалист, ООО «Газпромнефть — НТЦ», г. Тюмень, e-mail: Podchupalova.EAn@gazpromneft-ntc.ru

Information about the authors

Kovalenko I. V., Candidate of Engineering, Head of the Department, LLC «Gazpromneft — NTC», Tyumen, e-mail: Kovalenko.IV@gazpromneft-ntc.ru

Sokhoshko S. K., Doctor of Engineering, Professor, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)283027, e-mail: sksohoshko@mail.ru

Podchupalova E. A., Chief Specialist, LLC «Gazpromneft — NTC», Tyumen, e-mail: Podchupalova.EAn@gazpromneft-ntc.ru