

Метод обоснования плотности сеток скважин и способов заканчивания скважин в случае совместной разработки нефтяных оторочек и газовых шапок

Д.В. Апулин

мл. науч. сотр. лаборатории анализа и проектирования разработки нефтяных залежей¹
AptulinDV@gmail.com

В.Н. Маслов

доктор техн. наук,
первый зам. генерального директора по науке¹

¹ООО «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, Россия

В статье изложена методология выбора оптимальной плотности сетки газоконденсатных и нефтяных скважин и способа их заканчивания с учетом послышной неоднородности – ухудшение коллекторских свойств, а именно снижение проницаемости от кровли к подошве.

Материалы и методы

метод совместной разработки нефтяной оторочки и газовой шапки

Ключевые слова

внутриконтурное заводнение, газо-нефтяной контакт, поддержание давления, сетка скважин, коэффициент извлечения нефти

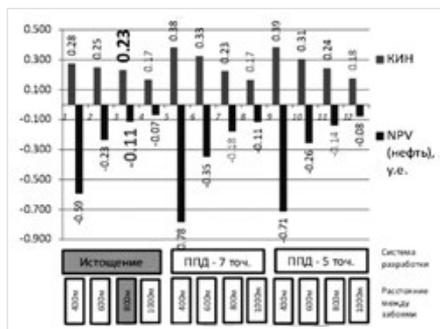


Рис. 1 — Выбор системы разработки и плотности сетки скважин при разработке нефтяной оторочки скважинами с вертикальным заканчиванием и ГРП

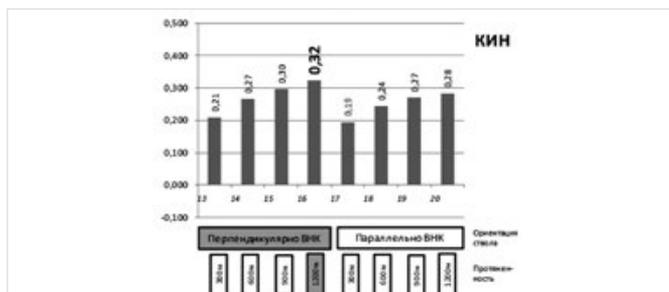


Рис. 2 — Результаты технологических расчетов при выборе ориентации и протяженности горизонтального участка для нефтяных скважин

Технико-экономические расчеты выполнены на примере одного из пластов Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения, к которому приурочена газоконденсатная залежь с тонкой нефтяной оторочкой, с использованием трехмерной гидродинамической модели.

Последовательность выбора оптимальной системы разработки залежи состояла из трёх этапов:

1. Обоснование системы разработки нефтяной оторочки при консервации газовой шапки;
2. Обоснование системы разработки газовой шапки при консервации нефтяной оторочки;
3. Уточнение системы разработки нефтяной оторочки, при совместной разработке нефтяной оторочки и газовой шапки;

Обоснование системы разработки нефтяной оторочки при консервации газовой шапки включало два подэтапа:

Подэтап 1.1 — Обоснование системы разработки и плотности сетки нефтяных скважин. Расчёты проведены для различных сеток наклонно-направленных скважин с вертикальным вскрытием пласта и моделированием гидродразрыва пласта (ГРП). Рассмотрены режимы истощения пластовой энергии, поддержание пластового давления (ППД) по пяти- и семиточечной схемам, а также варианты с расстоянием между забоями скважин 400 м, 600 м, 800 м, 1000 м. По результатам технико-экономических расчётов установлено, что разработка нефтяной оторочки нерентабельна по всем вариантам, что объясняется недостаточной продуктивностью вертикальных скважин и продвижением воды только по высокопроницаемому коллектору верхней части разреза в случае реализации вариантов с поддержанием пластового давления. Разработка оторочки в режиме истощения с расстоянием между забоями скважин 800 м наименее убыточна (рис. 1).

Подэтап 1.2 — Обоснование ориентации и протяженности горизонтального участка. Сетка для вертикальных скважин 800 м трансформирована в эквивалентные сетки 1200–1400 м в зависимости от длины горизонтального окончания 300 м, 600 м, 900 м и 1200 м. Рассмотрены

две вариации проводки горизонтального окончания скважин с различным азимутальным углом — перпендикулярно и параллельно контурам нефтегазоносности. По результатам технико-экономических расчётов установлено, что разработка нефтяной оторочки скважинами с горизонтальным окончанием до 1200 м (с учетом удорожания скважин) позволяет существенно повысить коэффициент извлечения нефти (КИН) и обеспечить положительную рентабельность при консервации газовой шапки (рис. 2).

Обоснование системы разработки газовой шапки при консервации нефтяной оторочки включало два подэтапа:

Подэтап 2.1 — Выбор границ эксплуатационного поля и темпа отбора газа от начальных геологических запасов. Моделирование разработки газовой шапки проводилось одинаковым количеством скважин во всех вариантах. Скважины наклонно-направленные с вертикальным вскрытием пласта и моделированием ГРП. Рассмотрены три схемы размещения скважин в пределах эффективной газонасыщенной толщины 20 м, 15 м и 10 м. Для каждой сетки рассмотрены три годовых темпа отбора газа от начальных запасов 3%, 5% и 7%. По результатам расчетов установлено, что при высоких темпах отбора газа предпочтительнее разместить скважины в зоне с максимальным охватом запасов (рис. 3).

Подэтап 2.2 — Обоснование плотности сетки газовых скважин при вертикальном и горизонтальном заканчивании, выбор оптимальной протяженности горизонтального участка. Дальнейшие расчеты были направлены на оптимизацию числа добывающих газовых скважин. По результатам расчетов установлено, что оптимальное расстояние между забоями скважин с вертикальным заканчиванием и ГРП составляет 2000 м; оптимальное расстояние для скважин с горизонтальными окончаниями — 3000 м при длине горизонтального участка 600 м (рис. 4). При этом очевидны преимущества использования горизонтальных окончаний, поскольку за счёт сокращения количества

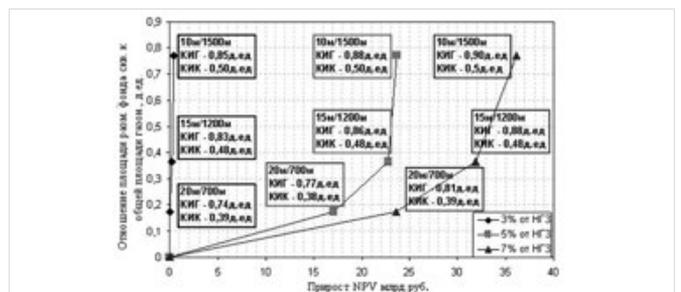


Рис. 3 — Показатели экономической эффективности при отношении площади размещения фонда скважин к общей площади газоносности при расширении эксплуатационного поля и при увеличении темпа отбора газа

скважин экономическая эффективность выше более чем в два раза.

На следующем этапе выполнены расчеты, при совместной разработке нефтяной оторочки и газовой шапки.

Анализ результатов показал, что для скважин с длиной горизонтального участка 400 м, двукратное сокращение фонда скважин, за счет разряжения сетки и увеличения расстояния между забоями до 1400 м, способствовало более интенсивной отработке запасов в ограниченной области дренирования. Это привело к опережающему прорыву свободного газа и воды к забоям добывающих скважин, а также более раннему выбытию скважин. При этом КИН составил 0,196 д. ед. Для скважин с длиной горизонтального участка 800 м, такое разряжение не повлияло на стабильную разработку нефтяной оторочки. Расчетный КИН составил 0,215 д. ед. (рис. 5). При вскрытии пласта вертикальными скважинами с ГРП, уже в начальный период наблюдалась агрессивная динамика прорыва газа.

Расчетами установлено, что утверж-

денный КИН достигается только в двух случаях: при расстоянии между скважинами 1000 м и длиной горизонтального ствола (ГС) 400 м и при расстоянии между скважинами 1400 м и длиной ГС 800 м. Последний вариант несколько проигрывает по КИН и накопленному дисконтированному потоку денежной наличности, однако в нем существенно ниже капитальные затраты за счёт меньшего числа скважин. Поэтому разработку нефтяной оторочки, при совместной разработке нефтяной оторочки и газовой шапки, лучше осуществлять скважинами с протяженностью горизонтального окончания 800 м и расстоянием между забоями 1400 м.

Итого

По результатам расчетов выявлено, что разработка нефтяной оторочки без ввода в разработку газовой шапки характеризуется отрицательными экономическими показателями в случае разработки вертикальными скважинами с ГРП и на грани рентабельности в случае разработки горизонтальными скважинами.

Выводы

Предложена усовершенствованная методология выбора наиболее оптимального варианта совместной разработки нефтяной оторочки и газовой шапки, позволяющая повысить экономическую эффективность разработки газоконденсатных залежей с тонкими нефтяными оторочками с учётом достижения утверждённого КИН.

Список используемой литературы

- Афанасьева А.В., Зиновьева Л.А. Анализ разработки нефтегазовых залежей. М.: Недра, 1980. 225 с.
- Закиров С.Н., Закиров Э.С., Закиров И.С. и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. М., 2004. 520 с.
- Батурин Ю.Е., Ефремов Е.П., Вахитов Г.Г. и др. Способ разработки нефтегазовой залежи с широкой подгазовой частью. Авторское свидетельство № ЮО 1716, М. кл. Е 21 В 43/00, СибНИИИП, 1979.

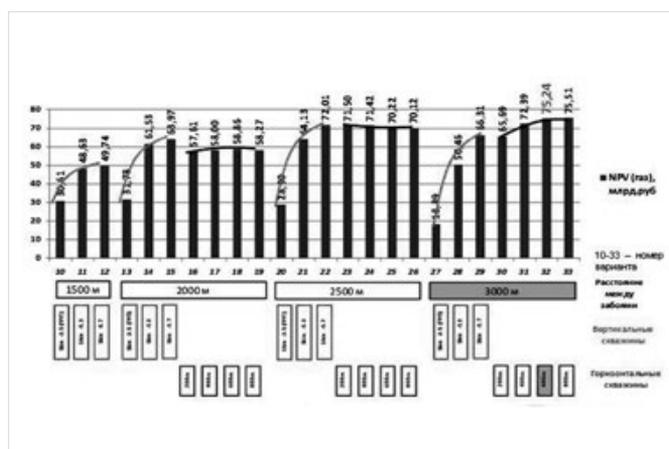


Рис. 4 — Обоснование плотности сетки газовых скважин и протяженности горизонтальных окончаний

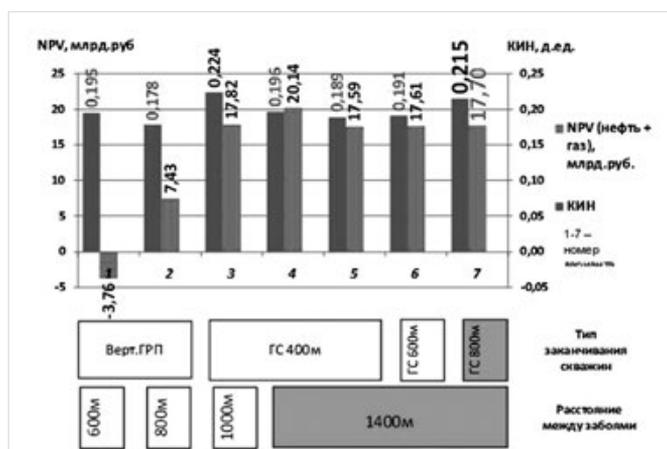


Рис. 5 — Уточнение системы разработки нефтяной оторочки в условиях разработки газовой шапки

ENGLISH

GAS INDUSTRY

Method of substantiation density grids of wells and well completion methods in the case of a joint development of oil and gas caps rims

UDC 622.245.7

Authors:

Denis V. Aptulin — junior laboratory researcher of analysis and design of oil pools¹; AptulinDV@gmail.com

Vladimir N. Maslov — dr. sci. science, deputy director on science¹

¹TyumenNIIgiprogaz, Tyumen, Russian Federation

Abstract

The paper sets out the methodology of choosing the optimal mesh density gas condensate and oil wells, and the method of their completion with the layering of heterogeneity — the deterioration of reservoir properties, namely the reduction in permeability of the roof to the sole.

Material and methods

Method of joint development the oil rim and gas cap.

References

- Afanaseva A.V., Zinoviva L.A. *Analiz of working out oil and gas* [Analysis of the development of oil and gas deposits]. Moscow: Nedra, 1980, 225 p.
- Zakirov S.N., Zakirov E.S., Zakirov I.S., etc.

Results

Development of the oil rim without entering into the development of the gas cap is characterized by negative economic indicators in the case of development of vertical wells with hydraulic fracturing and on the verge of profitability in the case of development of horizontal wells.

Conclusions

Proposed the improved methodology for

selecting the most optimal variant of the joint development of oil rim and gas cap, allowing to increase the economic efficiency of gas condensate pools with thin oil banks with a view to securing an approved oil recovery factor.

Keywords

contour flooding, gas-oil interface, pressure maintenance grid chink, oil recovery factor standardization

Novye printsipy i tekhnologii razrabotki mestorozhdeniy nefti i gaza [New principles and technologies of working out of oil fields and gas]. Moscow, 2004, 520 p.

- Baturin Ю.Е., Efremov E.P., Vahitov G.G.,

etc. *Sposob razrabotki neftegazovoy zalezhi s shirokoy podgazovoy chast'yu* [Way of working out of an oil and gas deposit with wide gas]. The Copyright certificate № Yu 1716, M kl. E 21 in 43/00, 1979.