

Нефтепромысловое дело. 2025. № 1(673). С. 5–12.

Oilfield engineering. 2025;(1(673)):5–12.

Научная статья

УДК 622.276.1/4

2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

ОЦЕНКА ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПООЧЕРЕДНОЙ ОТРАБОТКИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ СНИЗУ ВВЕРХ ВСЕМИ СЕТКАМИ СКВАЖИН НА МЕЛКИХ МНОГОПЛАСТОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А.Н. Янин

Проектное Бюро "ТЭРМ", Тюмень, Россия

term@term-pb.ru

Аннотация. В статье освещен практический опыт временного использования сеток скважин верхних низкопродуктивных пластов для выработки запасов нижних более высокодебитных объектов на некоторых многопластовых месторождениях Тюменской области. Оценена дополнительная добыча нефти за счет реализации исследуемого мероприятия на четырех нефтяных месторождениях ОАО "Юганскнефтегаз" (бывший – Главтюменнефтегаз).

Рассмотрен альтернативный вариант разработки мелкого двухпластового низкопроницаемого нефтяного месторождения Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, предусматривающий последовательную выработку пластов двумя сетками скважин по принципу снизу вверх. Выполнено сравнение технико-экономических показателей разработки двух исследуемых вариантов (дисконтированный доход, внутренняя норма прибыли, индекс доходности, срок окупаемости). Показано преимущество традиционного подхода к выделению объектов с их разбуриванием и эксплуатацией самостоятельными сетками скважин в течение всего срока разработки по следующим показателям: уровень добычи нефти, накопленные отборы нефти и жидкости, накопленный водонефтяной фактор, удельная добыча нефти на одну скважину, отбор начальных извлекаемых запасов, коэффициент извлечения нефти и др.

Ключевые слова: Западная Сибирь, многопластовые нефтяные месторождения, мелкие залежи, низкопроницаемые пласты, объекты разработки, перевод скважин, временная эксплуатация, добыча нефти, возврат скважин, влияние на коэффициент извлечения нефти

Для цитирования: Янин А.Н. Оценка целесообразности поочередной отработки низкопроницаемых нефтяных пластов снизу вверх всеми сетками скважин на мелких многопластовых месторождениях Западной Сибири // Нефтепромысловое дело. – 2025. – № 1(673). – С. 5–12.

Original article

ASSESSMENT OF THE FEASIBILITY OF ALTERNATE BOTTOM-UP MINING OF LOW-PERMEABLE OIL RESERVOIRS BY ALL WELL GRIDS IN SMALL MULTI-LAYER FIELDS OF THE WESTERN SIBERIA

A.N. Yanin

TERM Design Bureau, Tyumen, Russia

term@term-pb.ru

Abstract. The author of the article discusses the practical experience of temporary using well grids of upper low-productive formations for reserves recovery from lower higher-flow-rate objects at some multi-layer fields of the Tyumen region. The additional oil production due to the implementation of the studied event at four oil fields of Yuganskneftegaz LLC (former Glavtyumenneftegaz) is estimated.

In alternative option for developing a small two-layer low-permeable oil field of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra is considered, providing for sequential development of formations by both well grids according to the "bottom-up" principle. Technical and economic indicators of the development of the two studied options (discounted income, internal rate of return, profitability index, payback period) are compared.

The advantage of the traditional approach to identifying production facilities by drilling and operating them with independent well grids throughout the entire development period is shown using the following indicators: oil production level, accumulated oil and liquid withdrawals, accumulated water-oil factor, specific oil production per one well, withdrawal of initial reservoirs, recovery factor, etc.

Keywords: the Western Siberia, multi-layer oil fields, shallow deposits, low-permeable formations, development facilities, well conversion, temporary operation, oil production, well return, impact on oil recovery factor

For citation: Yanin A.N. Assessment of the feasibility of alternate bottom-up mining of low-permeable oil reservoirs by all well grids in small multi-layer fields of the Western Siberia // Oilfield engineering. 2025;1(673):5–12.

В статье проводится сравнение технико-экономической эффективности варианта разработки двух пластов нефтяного месторождения самостоятельными сетками скважин с альтернативным вариантом поочередной отработки запасов этих пластов снизу вверх с использованием обеих сеток.

Идея временного использования сеток верхних малопродуктивных низкопроницаемых пластов для временной (несколько лет) эксплуатации нижележащих мощных высокопродуктивных пластов не нова [1–4].

В Западной Сибири ранее указанный подход практиковался [5–7] для:

1) быстрого наращивания объемов добычи нефти и сокращения периода выхода месторождения на максимальный уровень отборов продукции;

2) временного существенного (иногда двойного) уплотнения сетки скважин по нижнему объекту (в том числе в первой полосе рядных систем разработки) с целью увеличения коэффициентов охвата $K_{\text{охв}}$ и извлечения нефти (КИН);

3) довыработки запасов нижних истощенных пластов в поздней стадии их разработки и др.

Известно [1], что в период деятельности Главтюменнефтегаза (1965–1990 гг.) производственными объединениями в различных районах Западной Сибири была проведена многократная масштабная апробация самых разнообразных систем разработки высоко- и среднепродуктивных нефтяных месторождений (в широком диапазоне изменения геолого-физических параметров):

– линейные (3-, 5-рядные, 7-рядные, однорядные и др.);

– площадные (обращенные 9- и 7-точечные и др.);

– блочно-замкнутые системы и им подобные;

– при этом конфигурации сеток размещения скважин применялись треугольные, квадратные, прямоугольные и другие с плотностью от 9...12 до 49...64 га/скв.

По результатам этих масштабных промысловых экспериментов тюменскими учеными и практиками были обоснованы наиболее эффективные системы разработки высоко- и среднепродуктивных объектов нефтяных месторождений Западной Сибири, а затем (начиная с 1990-х гг.) и низкопроницаемых продуктивных пластов.

Историческая справка о деятельности Главтюменнефтегаза [2]

Первое в Западной Сибири нефтегазодобывающее объединение "Тюменнефтегаз" было создано в соответствии с Постановлением Правительства РСФСР № 1437 от 23.12.1963 г. для проведения пробной эксплуатации "пионерных" объектов нефтедобычи – Усть-Балыкского, Мегионского и Шаимского месторождений. Первым и. о. начальника перспективного объединения был назначен А.М. Слепян, главным геологом – Ю.И. Шаевский, начальником геологического отдела –

Ю.Б. Фаин, начальником отдела по разработке нефтяных и газовых месторождений – Е.П. Ефремов.

Решением Правительства от 12 июня 1965 г. за подписью Председателя Совета министров СССР А.Н. Косыгина объединение "Тюменнефтегаз" было преобразовано в Главк с подчинением Совету народного хозяйства (СНХ) РСФСР. Первым действующим начальником Главтюменнефтегаза (согласно Постановлению Правительства № 1026 от 03 сентября 1965 г.) стал В.И. Муравленко, переведенный в Тюмень из Средне-Волжского совнархоза. В декабре 1965 г. в связи с ликвидацией совнархозов Главк перешел в подчинение Министерству нефтяной промышленности.

Как мощная производственная структура Главтюменнефтегаз просуществовал 26 лет – с 1965 по 1990 г. Главк был расформирован в июле 1990 г. по Приказу министра Миннефтепрома Л.И. Филимонова. В этот год в ведении Главтюменнефтегаза в разработке находились 127 месторождений, эксплуатационный фонд насчитывал 74 тыс. скважин. В 1990 г. добыча нефти по ним составила 353,5 млн т, накопленная добыча с начала разработки – 5 млрд т.

Огромную роль в деле наращивания нефтедобычи сыграли такие известные высокопрофессиональные геологи Главтюменнефтегаза, объединений и управлений, как Ю.Б. Фаин, В.П. Патер, А.С. Кувшинов, В.У. Литваков, И.Ф. Ефремов, Е.П. Ефремов, Б.М. Бикбулатов, О.И. Воротилин, Р.В. Коробовкин, В.З. Лапидус, Р.Ш. Мамлеев, Н.Я. Медведев, О.А. Московцев, Р.Н. Мухаметзянов, С.М. Нифантьев, В.М. Ножин, Н.Е. Павлов, В.И. Погонищев, В.Г. Погоняйлов, А.М. Потапов, Ф.А. Рафиков, В.И. Репин, А.П. Рязанов, А.Е. Рязанцев, В.В. Самардаков, В.Г. Сафин, А.М. Сайфуллин, В.И. Свежинцев, А.И. Сержанов, Д.М. Смышляев, В.Н. Черноморский и многие др. Практически со всеми этими специалистами автор был знаком по работе в системе предприятий Главка.

В работах [4–7] приведено несколько примеров эффективного временного использования скважин верхних пластов для эксплуатации нижних объектов на ряде месторождений ПО "Юганскнефтегаз" Главтюменнефтегаза. Приведем краткие сведения о результатах этих смелых, но удачных промысловых экспериментов.

Южно-Балыкское нефтяное месторождение [6]

На рассматриваемой крупной площади основными продуктивными объектами являются низкодебитный AC_{5-6} и высокодебитный BC_{10} (табл. 1). Разница пластов по начальному дебиту нефти составляет 60 т/сут, а по величине коэффициента продуктивности – 3,8 раза. Расстояние по разрезу между пластами AC_{5-6} и BC_{10} составляет ~ 450 м.

Пласт AC_{5-6} залегает на глубине 2000 м, его нефтенасыщенная толщина h_n – 7,7 м, проницаемость $K_{\text{пр}}$ – 75 мД, проводимость – 578 мД·м, нефтенасыщенность –

48 %, вязкость пластовой нефти – 3,5 сП, гидропроводность – 16 Д-см/сП.

Пласт БС₁₀ залегает на глубине 2450 м, $h_n = 11,2$ м, $K_{пр} = 160$ мД, проводимость – 1800 мД-м, нефтенасыщенность – 65 %, вязкость пластовой нефти – 3,1 сП, гидропроводность – 58 Д-см/сП.

Первоначально оба объекта разбуривались по стандартной блоковой трехрядной системе 600×600 м. При этом сетка скважин объекта АС_{5,6} была углублена бурением до вскрытия горизонта БС₁₀. В результате по последнему объекту временно была сформирована нестандартная 6-, 7-рядная система разработки. При этом расстояние от нулевых до разрезающих рядов по объекту БС₁₀ сократилось до 300 м. Несмотря на сложившееся слабое соотношение добывающих и нагнетательных скважин $N_{доб}/N_{наг}$, временно используемый подход обеспечил ускоренное наращивание добычи нефти по месторождению.

Таблица 1

Параметры геологического строения пластов Южно-Балыкского нефтяного месторождения

Параметр	Пласты			
	АС _{5,6}	БС ₁₀ ¹⁻²	БС ₁₀ теп	БС ₁₀
Глубина залегания пласта, м	2000	2450	2480	2450
Площадь нефтеносности залежи, га	7515	18570	2657	18570
Нефтенасыщенная толщина, м	9,9	10,2	6,4	11,1
Водонасыщенная толщина, м	5,6	5,5	7,8	5,8
Коэффициент пористости, доли ед.	0,21	0,21	0,19	0,208
Проницаемость, мД	90	170	65	160
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,458	0,657	0,521	0,644
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,42	0,52	0,16	0,485
Коэффициент расчлененности	5,3	4,6	7,5	4,9
Проводимость пласта, мД-м	890	1734	416	1776
Толщина прослоя коллектора, м	1,87	2,22	0,85	2,09
Послойная неоднородность, доли ед.	0,534	0,46	0,87	0,50
Толщина раздела между нефтью и водой, м	1,9	2,7	7,0	3,3
Коэффициент продуктивности, т/сут	0,93	3,5	–	3,5
Удельный коэффициент продуктивности, т/сут	0,128	0,281	–	0,251
Геологические запасы нефти, тыс. т:	59463	149880	16019	165899
– в нефтяной зоне	21455	98234	–	98234
– в водонефтяной зоне	38008	51646	16019	67665
Извлекаемые запасы нефти, тыс. т	19759	74344	3056	76400
КИН, доли ед.	0,332	0,489	0,191	0,461
Коэффициент остаточной нефти, доли ед.	0,234	0,257	0,289	0,262
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,490	0,609	0,446	0,593
Коэффициент охвата вытеснением, доли ед.	0,678	0,803	0,428	0,777

Сопоставление основных показателей разработки различных блоков с 3-, 5- и 6-, 7-рядным размещением скважин, выполненное автором статьи на основании данных из проекта разработки Южно-Балыкского месторождения [8], приведено в табл. 2.

Пласт АС_{5,6} введен в добычу в 1977 г., а объект БС₁₀ – в 1976 г. До 1983 г. темпы отбора по верхнему пласту АС_{5,6} были низкие (менее 1 %) вследствие временного использования большей части своего фонда скважин (80 %) на нижнем объекте БС₁₀. Бурение новых скважин и возврат их с объекта БС₁₀ обратно на объект АС_{5,6} начались с 1984 г. Максимальный темп отбора нефти от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) (7,7 %) здесь был отмечен в 1989 г. при уровне добычи нефти 1,425 млн т/год.

По основному объекту нефтедобычи БС₁₀ за счет ввода большого числа скважин по плотной сетке (~18 га/скв.) максимальный темп отбора нефти от НИЗ (8,7 %) был достигнут в 1984 г. при весьма высоком уровне добычи нефти – 6,614 млн т/год.

Из анализа данных, приведенных в табл. 2, можно сделать следующие выводы:

1. В блоках с 6-, 7-рядными системами разработки содержится 78 % НГЗ нефти объекта БС₁₀, а 3-, 5-рядными – 22 % запасов, или в 3,5 раза меньше.

2. Параметры процесса вытеснения по многорядным блокам с 6-, 7-рядными системами превосходят эти характеристики для блоков с 3-, 5-рядными системами разработки:

- по текущему КИН – в 1,3 раза;
- степени прокачки $\tau_{пл.}$ – в 1,17 раза;
- степени отбора нефти от НИЗ – в 1,12 раза.

Таблица 2

Сравнение показателей разработки объекта БС₁₀ по блокам с различным числом рядов на 01.01.1995

Показатели/блоки		3-, 5-рядные	6-, 7-рядные	То же, %
Число эксплуатационных блоков, ед.		4	8	200
Геологические запасы нефти, тыс. т		37116	128783	347
Извлекаемые запасы нефти, тыс. т		13261	53194	400
КИН по статистическим методам [7]		0,357	0,413	116
Накопленные показатели	Добыча нефти, тыс. т	10376	46664	450
	Добыча воды, тыс. т	14420	53387	370
	Добыча жидкости, тыс. т	24796	100051	400
	Закачка воды, тыс. м ³	40823	126894	310
	ВНФ, т/т	1,39	1,14	82
Компенсация, %		178	126	70
Текущий КИН, доли ед.		0,280	0,362	130
Отбор от НИЗ нефти, %		78,2	87,7	112
Текущая обводненность, %		84,8	88,5	104
Удельная закачка на 1 т нефти, м ³ /т		3,93	2,72	69
Степень прокачки $\tau_{пл.}$		0,58	0,68	117

3. В многорядных блоках с 6-, 7-рядными системами ряд показателей был ниже (т. е. благоприятнее), чем в блоках с 3-, 5-рядными сетками размещения скважин:

- накопленный водонефтяной фактор (ВНФ) – на 18 %;
- накопленная компенсация отбора закачкой – на 29 %;
- удельная закачка воды на 1 т нефти – на 31 %.

Следует отметить, что в приведенном сопоставлении результатов разработки объекта БС₁₀ не учтено различие блоков с 6-, 7- и 3-, 5-рядным расположением скважин по комплексу геолого-фильтрационных характеристик.

По мере обводнения выбывающие скважины возвращались на верхний объект АС₅₋₆.

В 1986 г. накопленная добыча нефти по 100 углубленным скважинам по объекту БС₁₀ составила 11,8 млн т, удельная – 118 тыс. т/скв., что в 3 раза превысило рентабельный удельный отбор нефти из одной скважины. С учетом разницы в дебитах указанных объектов реальная дополнительная добыча нефти по Южно-Балыкскому месторождению за счет временной эксплуатации скважин сетки объекта АС₅₋₆ на объекте БС₁₀ в 1986 г. составила 7,1 млн т.

Правдинское нефтяное месторождение [6]

Пласт БС₅ (низкодебитный) залегает на глубине 2270 м, $h_n = 4,2$ м, $K_{пр.} = 57$ мД, проводимость – 240 мД·м, $K_{нн} = 0,60$, вязкость пластовой нефти – 2 сП, гидропроводность – 12 Д·см/сП.

Пласт БС₆ (высокодебитный) залегает на глубине 2370 м, $h_n = 6,3$ м, $K_{пр.} = 200$ мД, проводимость – 1260 мД·м, вязкость нефти – 1,4 сП, гидропроводность – 90 Д·см/сП. Разница в дебитах нефти указанных объектов – 45 т/сут, разница в глубинах их залегания – 100 м.

Первоначально менее продуктивный пласт БС₅ разбурился по блоковой 3-рядной системе размещения скважин с плотностью сетки скважин (ПСС) 25 га/скв., а более дебитный пласт БС₆ – по 5-рядной блоковой системе 650×750 м с ПСС – 49 га/скв. В результате временной эксплуатации из 61 скважины пласта БС₅ по нижнему объекту БС₆ было добыто нефти 3,9 млн т, удельный отбор – 64 тыс. т/скв., что в 1,5 раза выше рентабельного удельного отбора нефти. Если учесть разницу (45 т/сут) в дебитах скважин на указанных объектах, то реальная дополнительная добыча нефти на Правдинском месторождении за счет рассматриваемого мероприятия (на дату анализа – 1986 г.) составила 2,7 млн т. Отметим, что на эту дату 2/3 временно используемых добывающих скважин были возвращены с основного пласта БС₆ на объект БС₅.

Мамонтовское нефтяное месторождение [6]

Пласт АС₄ (низкодебитный) залегает на глубине 1900 м, $h_n = 3,4$ м, $K_{пр.} = 190$ мД, $K_{пр.} h_n = 650$ мД·м, $K_{нн} = 0,50$, $\mu_{нпл} = 4,1$ сП, гидропроводность – 17 Д·см/сП.

Пласт АС₅₋₆ (среднедебитный) залегает на глубине 1920 м, $h_n = 6,6$ м, $K_{пр.} = 265$ мД, $K_{пр.} h_n = 1750$ мД·м, $K_{нн} = 0,50$, $\mu_{нпл} = 5,2$ сП, гидропроводность – 34 Д·см/сП.

Горизонт БС₁₀ (высокопродуктивный) расположен на глубине 2400 м, $h_n = 8,7$ м, $K_{пр.} = 200$ мД, $K_{пр.} h_n = 1740$ мД·м, $K_{нн} = 0,70$, $\mu_{нпл} = 2,9$ сП, гидропроводность – 60 Д·см/сП.

Разница в глубинах залегания верхних (АС₄, АС₅₋₆) и нижнего (БС₁₀) пластов ~ 500 м.

Пласты АС₄ и АС₅₋₆ разбурились самостоятельными сетками скважин по площадной обращенной 7-точечной системе 520×600 м (ПСС – 31 га/скв.). Объект БС₁₀ первоначально разбурился по блоковой 3-рядной системе размещения скважин 650×750 м (ПСС – 49 га/скв.), впоследствии был осуществлен переход на блочно-замкнутую систему с уплотнением сетки до 31 га/скв. путем бурения дополнительных скважин.

По 47 скважинам верхних объектов АС₄ и АС₅₋₆, временно работающим на горизонт БС₁₀, из последнего добыто 1,33 млн т нефти, удельный отбор – 28 тыс. т/скв. С учетом разницы в дебитах нефти этих объектов реальная дополнительная добыча нефти по месторождению составила 700 тыс. т.

Солкинская площадь Усть-Балыкского месторождения (ПО "Юганскнефтегаз")

Пласт АС₇ (сейчас АС₈²) – низкодебитный, залегает на глубине 1980 м, $h_n = 3,3$ м, $K_{пр.} = 200$ мД, $K_{пр.} h_n = 660$ мД·м, $K_{нн} = 0,50$, $\mu_{нпл} = 4$ сП, гидропроводность – 17 Д·см/сП.

Пласт БС₁ (высокодебитный) залегает на глубине 2120 м, $h_n = 7,2$ м, $K_{пр.} = 400$ мД, $K_{пр.} h_n = 2880$ мД·м, $K_{нн} = 0,70$, $\mu_{нпл} = 3,3$ сП, гидропроводность – 87 Д·см/сП.

Разница в глубинах залегания указанных продуктивных пластов ~ 140 м.

В рассмотренном случае сетка скважин низкопродуктивного верхнего объекта АС₇ использовалась (с 1980 г.) для временной эксплуатации высокообводненной (84 %) залежи пласта БС₁ (введенной в 1965 г.) в целях улучшения довыработки запасов нефти и увеличения КИН.

На 01.01.1986 накопленная добыча нефти по 66 скважинам объекта АС₇, временно работающим на объект БС₁, составила по последнему 1,41 млн т, удельный отбор – 21 тыс. т/скв. Согласно оценке, выполненной по характеристикам вытеснения А.Н. Яниным и Е.Г. Богатырёвой в работе [7], прирост КИН пласта БС₁ за счет (временного) уплотнения сетки скважин на четвертой стадии разработки составил 0,028.

Таким образом, в сумме по 274 скважинам четырех месторождений ПО "Юганскнефтегаз" реальная дополнительная добыча нефти за счет использования сеток верхних низкодебитных пластов для временной эксплуатации нижних высокопродуктивных объектов составила 10,5 млн т, удельный отбор – 38 тыс. т/скв. В рассмотренных случаях ука-

званная технология показала свою высокую эффективность.

Однако объективно следует отметить, что рассматриваемый подход к технологии разработки многопластовых месторождений применим далеко не на всех объектах Западной Сибири, так как имеет свои недостатки [9]. Основные из этих недостатков – временная бессистемность и избирательность разработки отстающих верхних объектов отдельными скважинами, а также снижение текущей компенсации отборов закачкой по нижним объектам.

С целью возможного исключения указанных недостатков, при рассмотрении проектного документа по небольшому двухпластовому (B₁₀ и Ю₁) нефтяному месторождению, расположенному в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре (табл. 3), авторам проекта Комиссия рекомендовала исследовать и провести технико-экономическую оценку дополнительного (альтернативного) варианта его разработки.

Предложенная комиссией идея альтернативного подхода была следующей: отработать эти мелкие низкопроницаемые пласты поочередно (снизу вверх), используя обе сетки скважин на нижний объект одновременно, с последующим переходом "наверх" после разработки нижнего пласта в течение 20 лет с отбором 80 % от НИЗ этого объекта.

В результате проектантам было рассмотрено и поставлено два варианта:

Вариант 1 (традиционный) – разработка двух больших низкопроницаемых пластов самостоятельными сетками от начала до конца разработки.

Геолого-физическая характеристика пластов B₁₀ и Ю₁

Параметр		B ₁₀	Ю ₁
Глубина залегания пласта, м		2242	2484
Площадь нефтеносности залежи, га		436	387
Толщина пласта, м	нефтенасыщенная	4,2	4,3
	водонасыщенная	2,3	7,2
Коэффициент пористости, доли ед.		0,20	0,16
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²		11	26
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.		0,54	0,58
Коэффициент песчанности, доли ед.		0,50	0,75
Проводимость пласта, 10 ⁻³ мкм ² ·м		46	112
Коэффициент расчленённости		6	4
Начальное пластовое давление, МПа		22,5	24,9
Давление насыщения нефти газом, МПа		8,9	9,6
Вязкость пластовой нефти, сП		1,40	0,94
Газовый фактор, м ³ /т		60	87
Запасы нефти	геологические, тыс. т	1331	1045
	извлекаемые, тыс. т	399	314
	КИН, доли ед.	0,3	0,3
Плотность НИЗ нефти, тыс. т/га		0,915	0,811
Коэффициент остаточной нефтенасыщенности, доли ед.		0,281	0,292
Коэффициент вытеснения, доли ед.		0,479	0,497
Коэффициент охвата вытеснением, доли ед.		0,626	0,604

Таблица 4

Сравнение вариантов разработки пластов B₁₀ и Ю₁

Показатель	Пласт B ₁₀		Пласт Ю ₁		По месторождению		
	Вар. 1	Вар. 2	Вар. 1	Вар. 2	Вар. 1	Вар. 2	
Добыча нефти, тыс. т/год	24,3	38,7	25,4	38,9	49,7	42,0	
Добыча жидкости, тыс. т/год	34,8	60,4	31,3	56,1	61,9	60,7	
Закачка воды, тыс. м ³ /год	57,2	86,0	41,5	90,0	98,8	90,0	
Темп отбора, % от НИЗ нефти	нефти	6,8	10,3	10,2	19,5	8,2	7,7
	жидкости	9,85	16,1	12,5	28,2	10,2	11,1
Фонд буримых скважин, ед., в том числе всего:							
– добывающих (ННС)							
	6	10	4	9	10	10	
– нагнетательных (ННС)							
	2	4	2	4	4	4	
Накопленная добыча нефти, тыс. т							
	357	375	250	199	608	547	
Накопленные за 20 лет	добыча нефти, тыс. т	273	234	197	199	470	432
	добыча жидкости, тыс. т	532	501	422	423	954	825
	закачка воды, тыс. м ³	702	617	542	529	1244	1146
	ВНФ, т/т	0,95	1,14	1,14	1,13	1,03	0,91
Закачка на 1 т нефти за 20 лет, м ³ /т							
	2,57	2,64	2,75	2,66	2,65	2,65	
Удельная добыча нефти, тыс. т/скв.	за 20 лет	34,1	16,7	32,8	15,3	33,6	30,9
	за весь срок разработки	44,6	26,8	41,7	15,3	43,4	39,1
КИН, доли ед.	за 20 лет	0,235	0,211	0,248	0,238	0,241	0,223
	за весь срок разработки	0,308	0,339	0,315	0,238	0,311	0,296

Вариант 2 (альтернативный) – эксплуатация нижнего пласта Ю₁ обеими сетками скважин. После извлечения ~ 80 % от НИЗ объекта Ю₁ все скважины переводятся на пласт Б₁₀.

Варианты 1 и 2 были смоделированы на трехмерной фильтрационной модели объектов разработки. Сравнение рассчитанных показателей технологических вариантов разработки приведено в табл. 4.

Анализ результатов технологических расчетов, полученных на основе трехмерного моделирования, показал, что вариант 2 (альтернативный) уступает варианту 1 (традиционному) по всем основным позициям, а именно:

- по месторождению в целом максимальный уровень добычи нефти по варианту 2 оказался на 15 % ниже, чем по варианту 1;
- накопленная добыча нефти за 10 лет по варианту 2 ниже на 32 %, а за 20 лет – на 8 %, чем по варианту 1;

Сравнение экономической эффективности вариантов разработки

Показатель	Варианты		То же, %
	1	2	
Абсолютный доход по месторождению, млн р.:	422	364	86
– инвестор	156	119	76
– государство	266	245	92
Дисконтированный доход по месторождению, млн р.:	196	139	71
– инвестор	49	17	35
– государство	147	122	82
Внутренняя норма прибыли инвестора, %	23	14	61
Индекс доходности	1,49	1,16	78
Срок окупаемости, лет	7	13	186

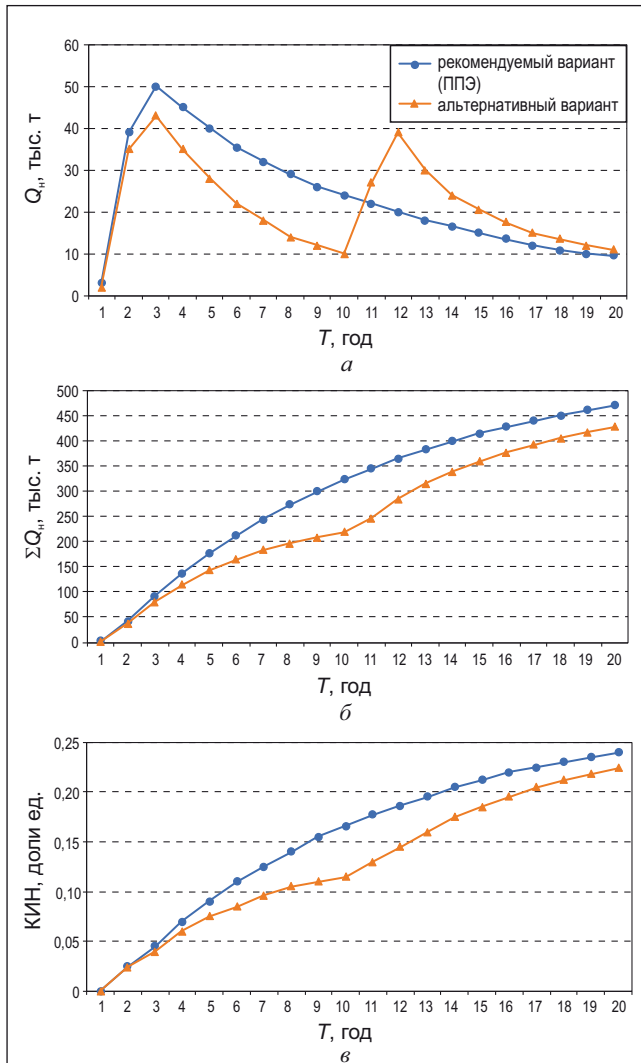


Рис. 1. Динамика извлечения запасов нефти по вариантам разработки месторождения:

а – добыча нефти, тыс. т; б – накопленная добыча нефти, тыс. т; в – коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.

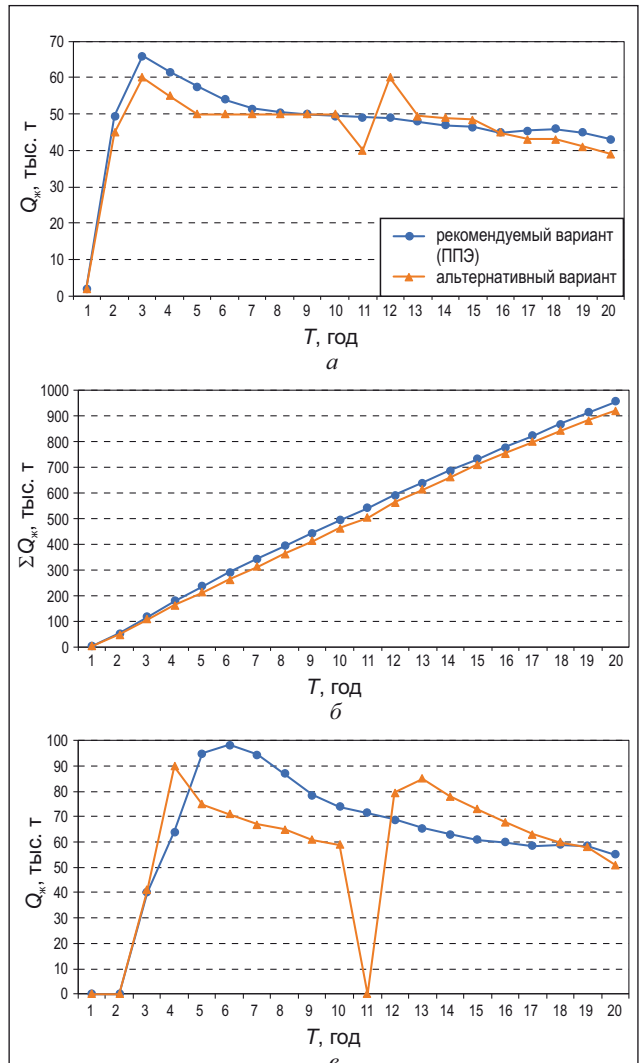


Рис. 2. Динамика добычи жидкости и закачки воды по вариантам разработки месторождения:

а – добыча жидкости, тыс. т; б – накопленная добыча жидкости, тыс. т; в – закачка воды, тыс. м³

• КИН за 20 лет по варианту 2 ниже на 1,8, а конечный КИН за весь срок разработки на 1,5 . . . ниже, чем варианту 1.

Кроме того, динамика годовых показателей разработки рассматриваемого месторождения по альтернативному варианту 2 отличается повышенной неустойчивостью по сравнению с вариантом 1 (рис. 1 и 2).

Далее было выполнено сравнение показателей экономической эффективности разработки месторождения по вариантам 1 и 2 (табл. 5).

Из табл. 5 видно, что альтернативный вариант 2 (с поочередной отработкой двух пластов обеими сетками скважин) по экономической эффективности значительно уступает традиционному варианту 1, предусматривающему разработку каждого из объектов самостоятельными сетками скважин в течение всего периода эксплуатации месторождения.

Выводы

1. Как разновидность технологии разработки многопластовых нефтяных месторождений, временное использование сеток верхних малопродуктивных пластов для эксплуатации нижних высокодебитных горизонтов ранее находило применение на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

2. В качестве положительных примеров успешного использования рассматриваемого подхода к разработке многопластовых месторождений ПО "Юганскнефтегаз" (бывший Главтюменнефтегаз) можно привести Южно-Балыкское, Мамонтовское, Правдинское и Солкинское нефтяные месторождения. В 1986 г. за счет реализации этой технологии по 274 переведенным скважинам в сумме по нижним объектам было добыто 10,5 млн т нефти, удельный отбор составил 38 тыс. т/скв.

3. Временно созданные на нижнем высокопродуктивном объекте БС₁₀ Южно-Балыкского месторождения 6-, 7-рядные системы разработки показали своё преимущество перед 3-, 5-рядными по целому ряду технологических показателей, в том числе по уровням добычи нефти и жидкости, характеристикам вытеснения, отбору НИЗ и текущему КИН.

4. Рассматриваемая технология не является универсальной. Этот особый подход имеет свои оптимальные пределы изменения геолого-физических характеристик верхних и нижних пластов, а также расстояний между ними в разрезе месторождения.

5. В статье рассмотрен пример альтернативного, длительного (20 лет) одновременного использования обеих сеток мелкого низкопроницаемого двухпластового нефтяного месторождения Западной Сибири – эксплуатация нижнего объекта, а затем возврат "своих" скважин на верхний объект.

6. По совокупности технико-экономических показателей, величине уровней добычи нефти и КИН альтернативный подход уступает традиционному варианту

разработки пластов самостоятельными сетками скважин в течение всего срока эксплуатации. Поэтому альтернативный вариант разработки не может быть рекомендован для реализации.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Совершенствование систем разработки нефтяных месторождений Западной Сибири / В.А. Бадьянов, Ю.В. Батурин, Е.П. Ефремов [и др.]. – Свердловск: Средне-Уральское кн. изд, 1975. – 175 с.
2. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений Западной Сибири / Ф.Г. Аржанов, Ф.Г. Вахитов, В.С. Евченко [и др.]. – М.: Недра, 1979. – 336 с.
3. Черевко С.А., Янин А.Н. Анализ проблемы выбора систем разработки низкопроницаемых пластов крупных нефтяных месторождений Западной Сибири // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 9. – С. 5–10.
4. Янин А.Н., Янин Ал.Н. Оценка целесообразности углубления сеток верхних объектов на многопластовых месторождениях Западной Сибири // Сб. тр. СибНИИИП. – Тюмень, 1989. – С. 160–167.
5. Янин А.Н. Проблемы разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. – Тюмень–Курган: Зауралье, 2010. – 608 с.
6. Янин А.Н., Нугманова Р.А., Смышляева А.И. Опыт регулирования разработки на месторождениях объединения "Юганскнефтегаз" Главтюменнефтегаза // Сб. тр. СибНИИИП. – Тюмень, 1986. – С. 71–79.
7. Янин А.Н., Богатырёва Е.Г. Оценка влияния плотности сетки скважин на конечную нефтеотдачу однородного пласта // Сб. тр. СибНИИИП. – Тюмень, 1984. – С. 61–67.
8. Проект разработки Южно-Балыкского месторождения АО "Юганскнефтегаз". В 3-х т. – Уфа: ВНИИЦ "Нефтегаз-технология", 1994.
9. Ержанин К.В. Анализ фактического опыта разработки объектов возвратным фондом в УРФО. Проблемы и перспективы // Трудноизвлекаемые запасы – настоящее и будущее: науч.-практ. конф. им. Н.Н. Лисовского, Москва, 31 мая–2 июня 2022 г.

REFERENCES

1. Sovershenstvovanie sistem razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri / V.A. Bad'yanov, Yu.V. Baturin, E.P. Efremov [i dr.]. – Sverdlovsk: Sredne-Ural'skoe kn. izd, 1975. – 175 s.
2. Razrabotka i ekspluatatsiya neftyanykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri / F.G. Arzhanov, F.G. Vakhitov, V.S. Evchenko [i dr.]. – M.: Nedra, 1979. – 336 s.
3. Cherevko S.A., Yanin A.N. Analiz problemy vybora sistem razrabotki nizkopronitsaemykh plastov krupnykh neftyanykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri // Neftepromyslovoe delo. – 2017. – № 9. – S. 5–10.
4. Yanin An.N., Yanin Al.N. Otsenka tselesoobraznosti uglubleniya setok verkhnykh ob'ektov na mnogoplastovykh mestorozhdeniyakh Zapadnoy Sibiri // Sb. tr. SibNIINP, Tyumen'. – 1989. – S. 160–167.
5. Yanin A.N. Problemy razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri. – Tyumen'–Kurgan: Zaural'e, 2010. – 608 s.

6. Yanin A.N., Nugmanova R.A., Smyshlyaeva A.I. Opyt regulirovaniya razrabotki na mestorozhdeniyakh ob"edineniya "Yuganskneftegaz" Glavtyumenneftegaza // Sb. tr. SibNIINP. – Tyumen', 1986. – S. 71–79.

7. Yanin A.N., Bogatyreva E.G. Otsenka vliyaniya plotnosti setki skvazhin na konechnuyu nefteotdachu odnorodnogo plasta // Sb. tr. SibNIINP. – Tyumen', 1984. – S. 61–67.

8. Proekt razrabotki Yuzhno-Balykyskogo mestorozhdeniya AO "Yuganskneftegaz". V 3-kh t. – Ufa: VNIITs "Neftegaztekhnologiya", 1994.

9. Erzhanin K.V. Analiz fakticheskogo opyta razrabotki ob"ektov vozvratnym fondom v URFO. Problemy i perspektivy // Trudno-izvlekaemye zapasy – nastoyashchee i budushchee: nauch.-prakt. konf. im. N.N. Lisovskogo, Moskva, 31 maya–2 iyunya 2022 g.

Информация об авторе

Анатолий Николаевич Янин, генеральный директор

Information about the author

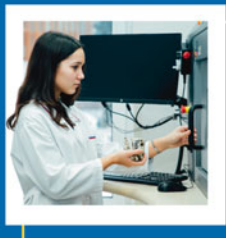
Anatoly N. Yanin, General Director

Статья поступила в редакцию 05.09.2024; одобрена после рецензирования 16.09.2024; принята к публикации 10.10.2024.



ЦЕНТР КОЛЛЕКТИВНОГО ПОЛЬЗОВАНИЯ

Центр коллективного пользования Губкинского университета предоставляет открытый доступ к современному научному оборудованию и уникальным научным установкам для решения широкого спектра исследовательских задач в рамках научных направлений:



**ПОИСК И ДОБЫЧА
УГЛЕВОДОРОДОВ**



**МАТЕРИАЛОВЕДЕНИЕ,
ДИАГНОСТИКА И БЕЗОПАСНОСТЬ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ**



**ХИМИЯ И ЭКОЛОГИЯ
УГЛЕВОДОРОДОВ**

ЦКП Губкинского университета реализует комплексный подход к выполнению исследований для осуществления научно-технических проектов и решения междисциплинарных задач углеводородной, углеродной, водородной энергетики и рационального природопользования.

Научные сотрудники ЦКП Губкинского университета осуществляют поддержку и сопровождение полного цикла реализации проекта (от разработки и согласования уникальной методики испытаний до внедрения новых поколений технологических объектов) с экспертной оценкой полученных результатов.

Контактное лицо:
Кошкина Елена Анатольевна

E-mail: ckp@gubkin.ru
Телефон: +7 (499) 507-86-18
+7 (926) 189-79-11



CKP.GUBKIN.RU