

Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2026. № 3(411). С. 61–67.

Geology, geophysics and development of oil and gas fields. 2026; (3(411)): 61–67.

УДК 622.276.342.003

2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

О РАЗМЕЩЕНИИ СКВАЖИН В ТОНКИХ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ПЛАСТАХ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А.Н. Янин, К.С. Шевченко, В.В. Бармина

ООО "ПБ "ТЭРМ", Тюмень, Россия

term@term-pb.ru

Аннотация. В статье рассмотрена проблема рационального размещения сетки скважин в условиях тонких нефтяных пластов. На трёхмерной гидродинамической модели слабопроницаемого пласта AV_1^3 ХМАО – Югры рассчитаны три варианта разработки. При этом использован принципиально различный подход к размещению одинакового числа скважин на площади залежи. Вариант 1 – сосредоточение скважин в центральной части залежи по плотной сетке. Вариант 2 – "традиционная" расстановка скважин. Вариант 3 – размещение скважин на всей площади залежи.

Исследованы преимущества и недостатки указанных трёх вариантов по ключевым технологическим параметрам разработки: уровням добычи нефти, темпам отбора, срокам разработки, степени прокачки пласта, характеристикам вытеснения, коэффициенту нефтеизвлечения. По технико-экономическим показателям наилучшим оказался вариант 1, предусматривающий компактное размещение скважин по плотной сетке в центральной части залежи. Полученные решения рекомендуется учитывать при проектировании разработки тонких слабопроницаемых пластов на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

Ключевые слова: тонкий нефтяной пласт, низкопроницаемый коллектор, система разработки, принципы размещения скважин, варианты разработки, коэффициент извлечения нефти, технико-экономические показатели

Для цитирования: Янин А.Н., Шевченко К.С., Бармина В.В. О размещении скважин в тонких низкопроницаемых пластах на месторождениях Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2026. – № 3(411). – С. 61–67.

Original article

ON WELLS PLACEMENT IN THIN LOW-PERMEABLE FORMATIONS IN THE FIELDS OF THE WESTERN SIBERIA

A.N. Yanin, K.S. Shevchenko, V.V. Barmina

PB TERM LLC, Tyumen, Russia

term@term-pb.ru

Abstract. The authors of the article consider the problem of rational wells spacing pattern in thin oil reservoirs. Three development options are calculated using a 3D hydrodynamic model of the low-permeable AV_1^3 reservoir in the Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra. Fundamentally different approaches to spacing an equal number of wells over the reservoir area are used. Option 1 involves concentrating wells in the central part of the reservoir in a dense pattern. Option 2 envisages traditional wells spacing. Option 3 involves spacing wells throughout the entire reservoir area.

The advantages and disadvantages of the above-mentioned three options are analyzed based on key technological development parameters: oil production levels, production rates, development time, pumping efficiency, displacement characteristics and oil recovery factor. Option 1, which involves wells compact spacing in a dense pattern in the central part of the reservoir, proved to be the best one in terms of technical-economic indicators. The resulting solutions are recommended to be considered when designing development of thin low-permeable reservoirs in the Western Siberia oil fields.

Keywords: thin oil reservoir, low-permeable reservoir, development system, wells placement principles, development options, oil recovery factor, technical-economic indicators

For citation: Yanin A.N., Shevchenko K.S., Barmina V.V. On wells placement in thin low-permeable formations in the fields of the Western Siberia // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2026. – № 3(411). – Pp. 61–67.

Целью работы является исследование вопроса о рациональном размещении скважин по площади залежей, приуроченных к слабопроницаемым тонким пластам, на небольших нефтяных месторождениях Западной Сибири.

Из нефтяной науки и практики проектирования разработки месторождений известны два подхода к разме-

щению скважин на небольших низкопроницаемых нефтяных залежах:

1) бурение скважин по сплошной равномерной сетке вне зависимости от особенностей геологического строения пласта, нефтенасыщенной толщины, начальной плотности запасов нефти и параметров зон насыщения (ЧНЗ, ВНЗ);

2) избирательная расстановка скважин в соответствии с плотностью подвижных извлекаемых запасов нефти по пласту, в том числе в чисто- и водонефтяных зонах залежей.

При этом вопрос о выборе предельных нефтенасыщенных толщин для расстановки скважин в краевых зонах залежей остаётся дискуссионным [1–3]. Особую актуальность проблема оптимального размещения скважин приобретает в случае разработки тонких нефтяных пластов (менее 3 м), имеющих низкую проницаемость ($< 50 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$).

Выполним ориентировочную оценку удельных извлекаемых запасов нефти, приходящихся на одну буримую скважину – в зависимости от толщины пласта (h_n) и плотности сетки скважин (ПСС) в случае размещения на залежи только наклонно направленных (ННС) добывающих и нагнетательных скважин (табл. 1).

Приведённые в табл. 1 результаты получены для следующих свойств пласта и флюидов: пористость – 17 %; нефтенасыщенность – 52 %; плотность нефти в поверхностных условиях – $0,88 \text{ т/м}^3$; объёмный коэффициент – 1,1; коэффициент вытеснения нефти водой – 0,485; утверждённый КИН – 0,30 при коэффициенте

охвата – 0,619 и "условной" плотности сетки скважин – 23 га/скв. Приблизительная зависимость КИН от ПСС для вышеуказанных условий приведена на рис. 1.

Тонкими будем считать пласты, имеющие среднюю $h_n < 3 \text{ м}$. Из табл. 1 видно, что в тонких пластах рентабельные удельные запасы нефти на 1 скв. (ННС) не достигаются даже при редкой ПСС – 60 га/скв. Следовательно, подобные пласты с небольшой плотностью запасов нефти (тыс. т/га) целесообразно разбуривать горизонтальными скважинами.

При этом на практике реализуют следующие подходы к расстановке скважин:

1) Размещение скважин в пределах специально обоснованной предельной нефтенасыщенной толщины (h_n) так, чтобы каждая буримая скважина обеспечила рентабельную накопленную добычу нефти, т. е. себя "оправдала".

2) Расстановка скважин почти по всей площади нефтеносности, с выходом за предельную рентабельную толщину бурения. В этом подходе технико-экономически оценивается не рентабельность бурения каждой отдельной скважины, а суммарная эффективность проекта освоения залежи нефти в целом. Последний подход может обеспечить увеличение технологического коэффициента нефтеизвлечения и сократить сроки разработки.

Рассмотрим задачу рационального размещения скважин для условий небольшой нефтяной залежи, приуроченной к тонкому слабопроницаемому пласту АВ₁³, на месторождении, расположенном на Нижневартовском своде ХМАО – Югры.

Геологическая характеристика исследуемой залежи

Пласт АВ₁³ залегает на глубине 1730 м, абсолютная отметка ВНК – (–1670) м. Площадь нефтеносности залежи составляет 1708 га, коллектор терригенный поро-

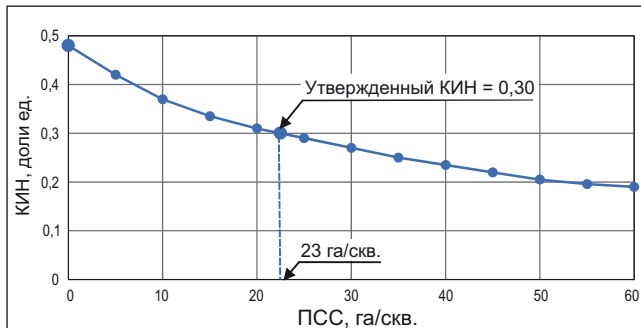


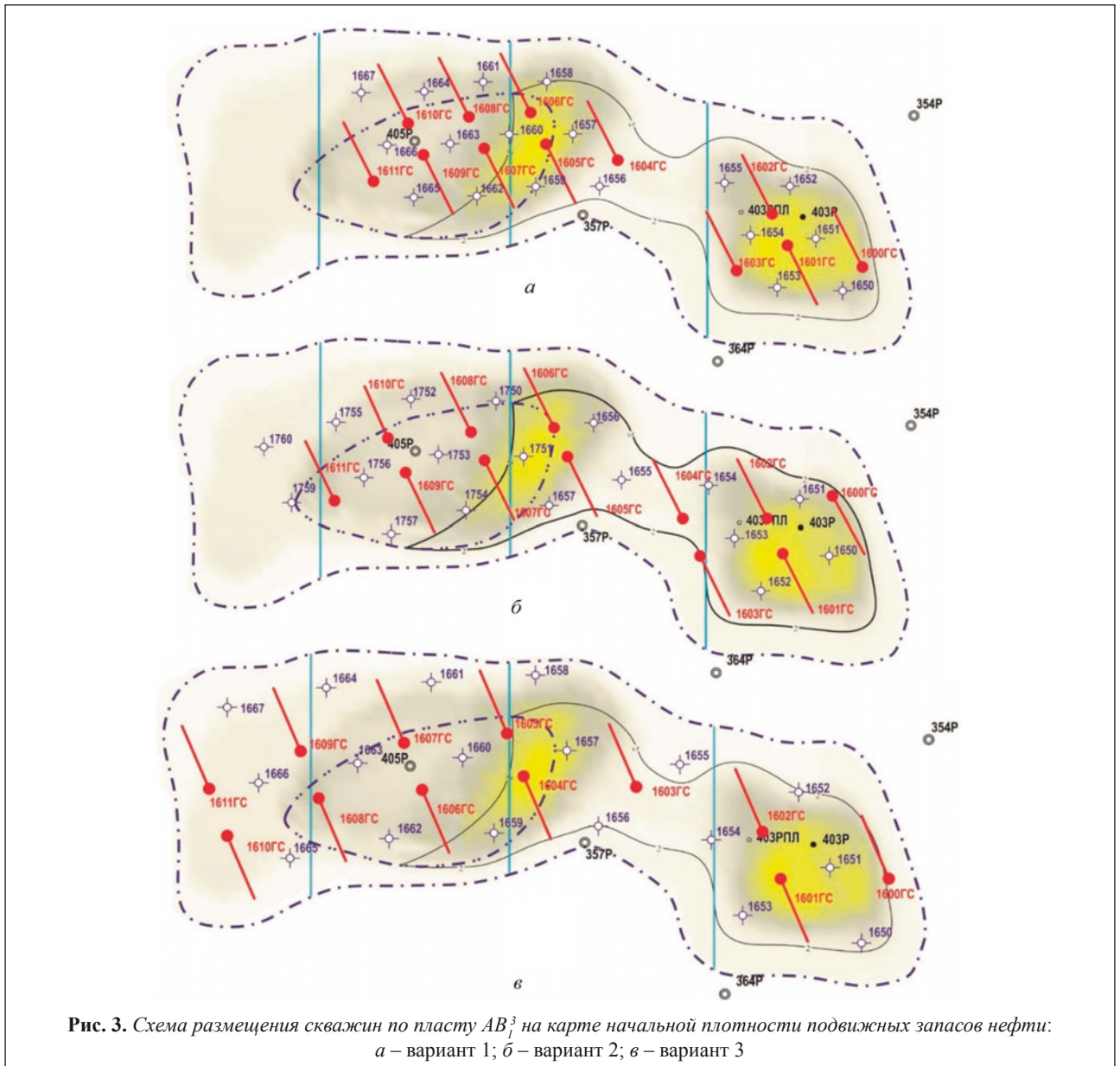
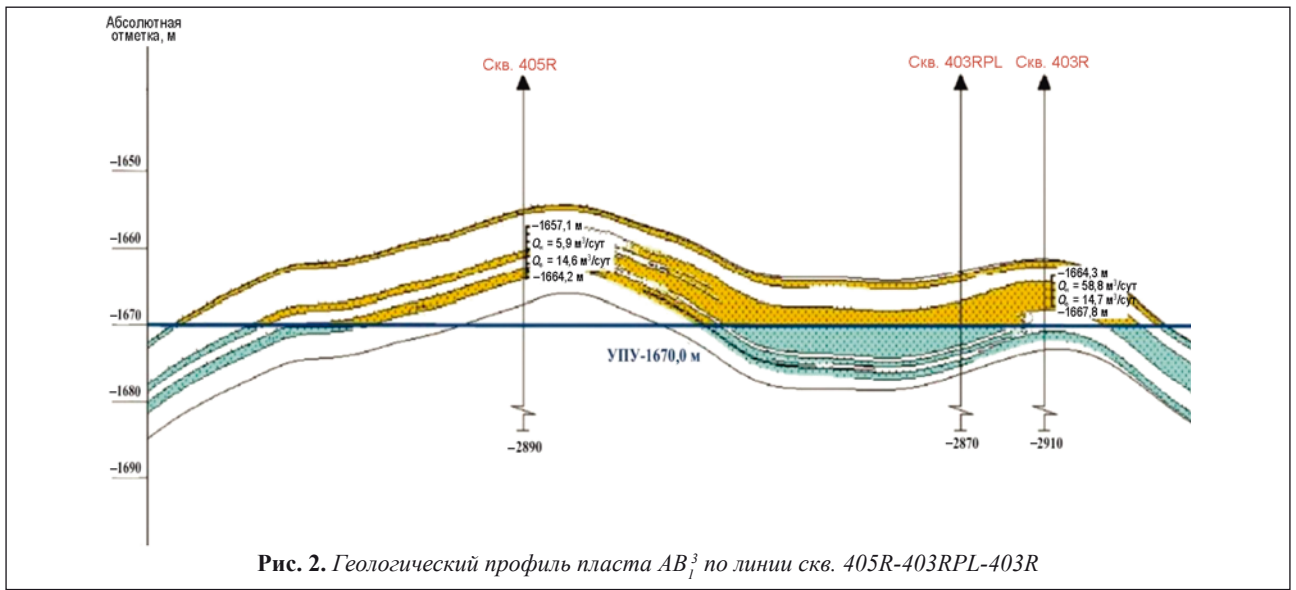
Рис. 1. Примерная зависимость КИН от плотности сетки скважин для низкопроницаемого пласта

Таблица 1

Оценка примерных удельных запасов нефти в зависимости от толщины пласта и плотности сетки наклонно направленных скважин

Толщина h_n , м	Удельные запасы нефти при плотности сетки скважин* (га), тыс. т/скв.									
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	60
1	2,62	3,55	4,38	5,13	5,73	6,19	6,65	7,00	8,15	9,06
2	5,24	7,10	8,76	10,26	11,45	12,38	13,30	14,00	16,30	18,12
3	7,86	10,65	13,14	15,39	17,18	18,57	19,95	21,00	24,45	27,18
4	10,48	14,20	17,52	20,52	22,90	24,76	26,60	28,00	32,60	36,24
5	13,10	17,75	21,90	25,65	28,63	30,95	33,25	35,00	40,75	43,49
6	15,72	21,30	26,28	30,78	34,36	37,14	39,90	42,00	48,90	54,36
7	18,34	24,85	30,66	35,91	40,08	43,33	46,55	49,00	57,05	63,42
8	20,96	28,40	35,03	41,04	45,81	49,52	53,20	56,00	65,20	72,48
9	23,58	31,95	39,41	46,17	51,58	55,71	59,85	63,00	73,35	81,54
10	26,20	35,50	43,79	51,30	57,26	61,90	66,50	70,00	81,50	90,60
КИН, доли ед.	0,370	0,335	0,310	0,290	0,270	0,250	0,235	0,220	0,205	0,190

* ПСС с учётом добывающих + нагнетательных скважин.



вый. Тип залежи – пластовая сводовая. Пористость пласта – 22 %, проницаемость – $30 \cdot 10^{-3}$ мкм², нефтенасыщенность – 60 %. Песчанность разреза – 52 %, расчленённость – 3. Площадь ЧНЗ невелика – около 18 % от общей, запасы ЧНЗ – 20 % от общих НГЗ. Залежь вскрыта тремя стволами разведочных скважин. Средняя нефтенасыщенная толщина пласта АВ₁³ очень мала – 1,7 м, в том числе в ЧНЗ – 2 м, в ВНЗ – 1,6 м. При этом зона с толщиной $h_n > 2$ м занимает менее 1/3 общей площади нефтеносности (рис. 2).

Утвержденные начальные геологические запасы (НГЗ) нефти по залежи – 3063 тыс. т, извлекаемые – 925 тыс. т при КИН = 0,302, $K_{\text{выт.}} = 0,481$, $K_{\text{опп.}} = 0,628$. Остаточная нефтенасыщенность – 31,1 %. Плотность НГЗ – 1792 т/га, плотность НИЗ очень мала – 541 т/га. Начальное пластовое давление в залежи – 17,9 МПа, давление насыщения – 7,6 МПа, газосодержание пластовой нефти невелико – 28 м³/т, вязкость пластовой нефти повышенная – 4,9 мПа·с, плотность поверхностной нефти – 0,876 т/м³.

С учётом крайне низкой плотности запасов, невысокой проницаемости и проводимости пласта АВ₁³ основной технологией освоения рассматриваемой залежи является бурение горизонтальных добывающих скважин (ГС) с длиной горизонтального участка (ГУ) – 700 м.

Важным вопросом при проектировании разработки этой залежи является оценка границ рационального выхода с бурением скважин в зоны малых толщин (ЗМТ), имеющих $h_n < 2$ м. Для решения этой задачи рассмотрены три варианта разработки (рис. 3), различающихся лишь площадью размещения одинакового числа буримых скважин. Всего скважин 30, в том числе добывающих ГС (700 м) – 12, нагнетательных ННС – 18 скв. "Эквивалентное" ННС общее число скважин на залежи составляет 46 (28 ННС добывающих и 18 ННС

нагнетательных (табл. 2). Общий объём бурения – 68 тыс. м по всем вариантам.

Вариант 1 – наиболее плотное размещение 30 скважин на ограниченной площади в центральной части залежи. Площадь зоны размещения скважин составляет ~ 50 % от общей площади нефтеносности. "Условная" плотность сетки в зоне расположения скважин – 18,6 га/скв.

Вариант 2 – "традиционное" размещение 30 скважин на площади, занимающей 66 % от общей площади залежи, "условная" ПСС в зоне расположения скважин – 24,5 га/скв.

Вариант 3 – максимально разрежённое ("до краёв" залежи) размещение общего фонда 30 скважин. "Условная" ПСС в пределах общей площади нефтеносности – 37,2 га/скв.

Технологические показатели разработки за весь срок рассчитаны на трёхмерной гидродинамической модели залежи нефти пласта АВ₁³ (табл. 3, рис. 4). Отработка нагнетательных скважин на нефть осуществляется в течение 90 сут после ввода из бурения. Полученный на модели период достижения по залежи 100%-й текущей компенсации по всем вариантам одинаков и составляет 5 лет.

Отметим, что ограниченное размещение скважин по наиболее плотной сетке (18,6 га/скв.) только в центральной части залежи в варианте 1 имеет ряд преимуществ перед вариантами 2 и 3:

- максимальный уровень добычи нефти 87,5 тыс. т/год на 22...78 % выше;
- соответственно, темп отбора нефти от НИЗ здесь самый высокий – 23,5 %;
- накопленная добыча нефти за первые 5 лет (332 тыс. т) больше на 12 и 69 %; за первые 10 лет – на 8 и 40 %; за первые 15 лет выше – на 3 и 23 %, чем в вариантах 2 и 3, соответственно;

Таблица 2

Исходные характеристики вариантов разработки пласта АВ₁³

Параметр сетки скважин	Вариант разработки		
	1	2	3
Принцип размещения скважин на залежи	Плотная сетка (в центре)	Традиционное размещение	Редкая сетка ("до краёв")
Площадь зоны размещения скважин, га	854	1127	1709
То же в % от общей площади залежи	50	67	~100
Общее число скважин – всего	30	30	30
– добывающих скважин (ГС – 700 м)	12	12	12
– нагнетательных скважин (ННС)	18	18	18
"Эквивалентный" ННС – фонд скважин	49	49	49
Расстояния между скважинами, м:			
между рядами добыв./нагнет. скважин	300	400	500
расстояние "пятка – носок" в ряду ГС	350	400	500
между нагнетательными скважинами в ряду	625	700	850
Средний взвешенный дебит нефти новых скважин, т/сут	22,4	19,2	16,9
"Условная" ПСС в зоне размещения скважин, га	18,6	24,5	37,2

– темп отбора жидкости от НИЗ нефти в варианте 1 (23,5 %) в 1,28...1,64 раза выше.

Априори на основе динамики добычи нефти в начальный период разработки можно предположить, что при указанных в табл. 3 технологических показателях экономика варианта 1 окажется более выигрышной.

В то же время вариант 1 имеет ряд определённых недостатков:

– КИН = 0,278 наименьший по сравнению с вариантами 2 (0,302) и 3 (0,305);

– срок разработки (100 лет) – наибольший из всех вариантов;

– удельная закачка воды на 1 т нефти (8,91 м³/т) – наибольшая;

– удельная накопленная добыча нефти на 1 скв. (28,4 тыс. т) – наименьшая.

Вариант 3, предусматривающий наиболее полный (практически 100%-й) охват площади нефтеносности эксплуатационным разбуриванием (по принципу – "до

краёв" залежи), также имеет преимущества перед вариантами 1 и 2:

– КИН здесь наибольший из всех вариантов – 0,305;

– срок разработки сокращён до минимального – 61 год;

– удельная добыча нефти на 1 скв. наибольшая – 31,1 тыс. т/скв.;

– степень прокачки жидкости $\tau_{пл.}$ – 1,98, выше, чем в других вариантах.

В то же время вариант 3 сильно проигрывает вариантам 1 и 2 по уровням максимальной добычи нефти и жидкости, а также по наиболее важному для инвестора показателю – накопленной добыче нефти за первые 5, 10, 15 и 20 лет разработки. Вследствие этого вариант 3 оказывается неконкурентоспособным по экономической эффективности разработки залежи (табл. 4).

Сопоставление вариантов по экономической эффективности показало, что, несмотря на меньший КИН, приоритетным для реализации является вариант 1,

Таблица 3

Сопоставление технологических показателей вариантов разработки пласта АВ₁

Показатель		Вариант разработки		
		1	2	3
Максимальные уровни	Добыча нефти, тыс. т	87,5	71,9	48,8
	Добыча жидкости, тыс. т	200	169	133
	Закачка воды, тыс. м ³	213	184	144
Число скважин	Добывающих ГС – 700 м	12	12	12
	Нагнетательных ННС	18	18	18
	Всего скважин	30	30	30
НГЗ, тыс. т		3063	3063	3063
НИЗ, тыс. т		852	925	933
КИН, доли ед.		0,278	0,302	0,305
Темп отбора от НИЗ	Нефти, %	10,3	7,8	5,2
	Жидкости, %	23,5	18,3	14,3
Общий срок разработки залежи, лет		100	61	61
Накопленная добыча нефти	За 5 лет, тыс. т	332	296	196
	За 10 лет, тыс. т	563	520	402
	За 15 лет, тыс. т	667	647	544
	За 20 лет, тыс. т	725	725	643
Накопленные показатели за весь срок разработки	Добыча нефти, тыс. т	852	925	933
	Добыча воды, тыс. т	6364	5820	6293
	Добыча жидкости, тыс. т	7216	6745	7226
	Закачка воды, тыс. / м ³	7590	7106	7719
	ВНФ, т/т	7,47	6,29	6,74
	Компенсация, %	102	102	104
Удельная закачка воды на 1 т нефти, м ³ /т		8,91	7,68	8,27
Удельная добыча нефти, тыс. т/скв.	На 1 добывающую скв.	71,0	77,1	77,8
	На 1 доб. + нагнетательную	28,4	30,8	31,1
Пластовое давление в конце разработки, МПа		18,4	18,6	19,1
Степень прокачки жидкости $\tau_{пл.}$		1,97	1,85	1,98

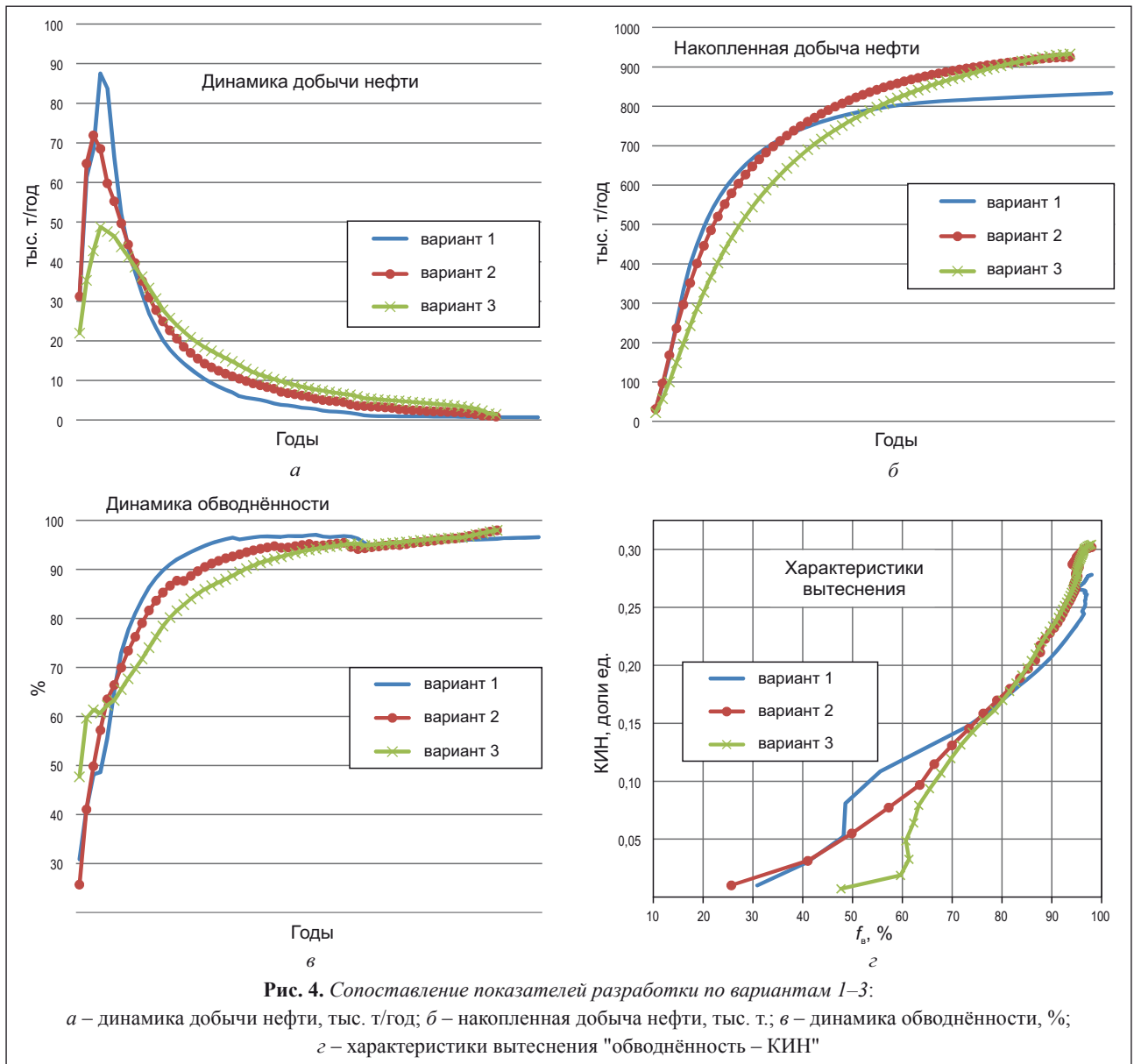


Рис. 4. Сопоставление показателей разработки по вариантам 1–3:

а – динамика добычи нефти, тыс. т/год; б – накопленная добыча нефти, тыс. т.; в – динамика обводнённости, %; г – характеристики вытеснения "обводнённость – КИН"

Таблица 4

Сравнение технико-экономической эффективности вариантов разработки

Показатель	Вариант разработки		
	1	2	3
Принцип размещения скважин на площади залежи	Плотная сетка (в центре залежи)	"Традиционная" сетка	Размещение скважин "до краёв"
Накопленная добыча нефти, тыс. т	852	925	933
Рентабельно извлекаемые запасы нефти, млн т	651	682	–
То же от общих НИЗ нефти, %	76,4	73,7	–
Конечный КИН, доли ед.	0,278	0,302	0,305
То же, %	91,1	99,0	100
Общий срок разработки, лет	100	61	61
ЧДД за проектный период, млн руб.	163	65	– 602
ЧДД за рентабельный период, млн руб.	371	186	–
Срок окупаемости затрат, лет	6,9	9,2	Не окупаются
Показатель эффективности $T_{\text{онт}}$	2,000	1,473	–

предусматривающий "компактное" размещение скважин по плотной сетке в пределах зоны с наибольшей плотностью запасов – на ограниченной площади в центральной части залежи. Использованный нетрадиционный подход позволяет на 17...33 % повысить входные дебиты скважин по нефти, а также обеспечить наибольшую добычу нефти за первые, наиболее "влиятельные" – 5, 10 и 15 лет разработки.

Выводы

1. В статье рассмотрена задача о рациональном размещении скважин на залежи нефти в условиях тонкого слабопроницаемого пласта АВ₁³ одного из месторождений Нижневартовского свода ХМАО – Югры.

2. На трёхмерной гидродинамической модели рассчитаны три варианта разработки. Рассмотрены различные подходы к размещению (одинакового числа) скважин на площади нефтеносности залежи. Вариант 1 – сосредоточение скважин по плотной сетке только в центральной части залежи. Вариант 2 – "традиционное" размещение скважин. Вариант 3 – размещение скважин на всей площади нефтеносности залежи.

3. Исследованы преимущества и недостатки указанных трёх вариантов разбуривания тонкого пласта одинаковым фондом скважин по ключевым технологическим параметрам разработки: уровням добычи нефти и жидкости, темпам отбора нефти, срокам разработки, степени прокачки жидкости $\tau_{пл.}$, характеристикам вытеснения, коэффициенту нефтеизвлечения.

4. По технико-экономическим показателям ($T_{опт.}$) наилучшим оказался вариант 1, предусматривающий наиболее плотное размещение скважин в центральной части залежи. При этом КИН по варианту 1 (0,278) оказался несколько ниже, чем по вариантам 2 (0,302) и 3 (0,305), но экономическая эффективность первого варианта – наибольшая.

5. Полученные "обучающие" решения по наилучшему размещению скважин рекомендуется учитывать при проектировании разработки тонких слабопроницаемых пластов на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Методические основы определения предельных нефтенасыщенных толщин для размещения новых скважин на малых нефтяных месторождениях Республики Татарстан (на примере Тавельского месторождения) / Р.Р. Зарипов, Р.В. Вафин, М.С. Зарипов [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2004. – № 6. – С. 39–46.
2. Васильев В.В., Гусева Д.Н. Оценка целесообразности бурения скважин в водонефтяной зоне // Сб. трудов ООО "ТННЦ". – Тюмень, 2019. – Вып. 5. – С. 147–51.
3. Ильина Г.Ф., Ильин Н.Н. Использование разрежённых сеток скважин для малых по запасам месторождений нефти // Вестник ЦКР Роснедра. – М., 2011. – № 1. – С. 59–61.
4. Янин А.Н. Ретроспективный анализ целесообразности заводнения малой нефтяной залежи с ухудшенными коллекторами // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 2. – С. 24–31.

REFERENCES

1. Metodicheskie osnovy opredeleniya predel'nykh neftenasyshchennykh tolshchin dlya razmeshcheniya novykh skvazhin na malykh neftyanykh mestorozhdeniyakh Respubliki Tatarstan (na primere Tavel'skogo mestorozhdeniya) / R.R. Zaripov, R.V. Vafin, M.S. Zaripov [i dr.] // Neftepromyslovoye delo. – 2004. – № 6. – S. 39–46.
2. Vasil'ev V.V., Guseva D.N. Otsenka tselesoobraznosti bureniya skvazhin v vodonefyanoy zone // Sb. trudov OOO "TNNTs". – Tyumen', 2019. – Vyp. 5. – S. 147–51.
3. Il'ina G.F., Il'in N.N. Ispol'zovanie razrezhenykh setok skvazhin dlya malykh po zapasam mestorozhdeniy nefiti // Vestnik TsKR Rosnedra. – M., 2011. – № 1. – S. 59–61.
4. Yanin A.N. Retrospektivnyy analiz tselesoobraznosti zavodneniya maloy neftyanoy zalezhi s ukhudshennymi kollektorami // Neftepromyslovoye delo. – 2017. – № 2. – S. 24–31.

Информация об авторах

Анатолий Николаевич Янин, генеральный директор
Ксения Сергеевна Шевченко, зав. отделом анализа разработки нефтяных месторождений
Вера Владимировна Бармина, зав. отделом моделирования разработки

Information about the authors

Anatoliy N. Yanin, General Director,
Ksenia S. Shevchenko, head of the Oil Field Development Analysis Department
Vera V. Barmina, head of the Development Modeling Department

Статья поступила в редакцию 12.03.2025; одобрена после рецензирования 20.03.2025; принята к публикации 10.05.2025.