

Нефтепромысловое дело. 2026. № 3(687). С. 5–17.

Oilfield engineering. 2026;(3(687)):5–17.

Научная статья

УДК 622.276:622.276.66

2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

О ПРИЧИНАХ НИЗКОЙ НЕФТЕОТДАЧИ СЛАБОПРОНИЦАЕМОГО ПЛАСТА, РАЗРАБАТЫВАЕМОГО С ГИДРОРАЗРЫВОМ

А.Н. Янин¹, Д.А. Рожнев²

^{1,2}Проектное бюро "ТЭРМ", Тюмень, Россия

^{1,2}term@term-pb.ru

Аннотация. По объекту ЮВ₁ нефтяного месторождения Ханты-Мансийского автономного округа – Югра (ХМАО – Югра) при обводненности, близкой к предельной, достигнут невысокий фактический коэффициент извлечения нефти (КИН), равный 0,145. Основной геологической причиной, обусловившей низкую нефтеотдачу, является наличие на залежи обширной водонефтяной зоны (ВНЗ). Объект разбурен системой наклонно направленных скважин, стимулированных среднеобъемными гидроразрывами пласта (ГРП), в том числе повторными.

Отмечены недостатки сформированной системы разработки: редкая сетка скважин (40 га/скв.), слабое соотношение добывающих и нагнетательных скважин, неучет азимута распространения трещин гидроразрыва (авто-ГРП), неэффективность ГРП в ВНЗ и др.

Вначале залежь разрабатывалась на естественном режиме, что привело к падению пластового давления. Накопленная компенсация отборов закачкой после начала ППД не превышала 75 %. Энергетика залежи ухудшена.

Для исправления ситуации с низким КИН рекомендуется по участку с большими удельными закачками в чисто нефтяной зоне выполнить зарезки боковых горизонтальных стволов, на неразбуренных участках ВНЗ предусмотреть бурение многозабойных и других скважин сложной конструкции.

Ключевые слова: ХМАО – Югра, низкопроницаемый объект ЮВ₁, длительная эксплуатация, низкий коэффициент извлечения нефти, отрицательное влияние водонефтяной зоны, неэффективная система ППД, неучет тренда трещин гидроразрыва, неэффективность гидроразрыва пласта

Для цитирования: Янин А.Н., Рожнев Д.А. О причинах низкой нефтеотдачи слабопроницаемого пласта, разрабатываемого с гидроразрывом // Нефтепромысловое дело. – 2026. – № 3(687). – С. 5–17.

Original article

ON THE CAUSES OF LOW OIL RECOVERY IN A LOW-PERMEABLE RESERVOIR DEVELOPED BY HYDRAULIC FRACTURING

A.N. Yanin¹, D.A. Rozhnev²

^{1,2}TERM Design Bureau, Tyumen, Russia

^{1,2}term@term-pb.ru

Abstract. A low oil recovery factor of 0,145 was achieved at the YuV₁ oil field in the Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra (KhMAO – Yugra), the water cut of which was close to the maximum. The primary geological reason of the low oil recovery is the presence of a large oil-water zone (OWZ) within the reservoir. The field was drilled using a system of directional wells stimulated by medium-volume hydraulic fracturing (MVHF), including the repeated one.

The following shortcomings of the existing development system were noted, such as: a sparse well pattern (40 hectares per well), a poor ratio of production and injection wells, failure of accounting for hydraulic fracture propagation azimuth (auto-HF), ineffective hydraulic fracturing in the wellbore zone, etc. Initially, the reservoir was developed by using natural mode, which led to reservoir pressure drop. The cumulative compensation of production by injection after the start of reservoir pressure maintenance did not exceed 75 %. Injection efficiency has deteriorated.

To increase the low oil recovery factor, it is recommended to sidetrack horizontal wells in the site with high specific injection rates in the pure oil zone and to plan for drilling multilateral wells and other complex wells in the undrilled sections of the wellbore zone.

Keywords: Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra, YuV₁ low-permeable reservoir, long-term operation, low oil recovery factor, negative impact of the oil-water zone, ineffective reservoir pressure maintenance system, failure to account for hydraulic fracture trends, ineffective hydraulic fracturing

For citation: Yanin A.N., Rozhnev D.A. On the causes of low oil recovery in a low-permeable reservoir developed by hydraulic fracturing // Oilfield engineering. 2026;3(687):5–17.

Постановка задачи. Целью исследования является выделение природных характеристик, а также технологических причин, обусловивших низкий коэффициент извлечения нефти (КИН), полученный за длительный период разработки слабопроницаемого пласта ЮВ₁ на месторождении ХМАО – Югры. Зададим вопрос, почему почти за 30 лет КИН по объекту не превысил 0,15 при достижении обводненности, близкой к предельной? Каковы геолого-технологические факторы, обусловившие невысокую нефтеотдачу? В статье выполнен обширный геолого-промысловый анализ результатов длительной разработки рассматриваемой водонефтяной залежи.

Геологические факторы, обусловившие низкую нефтеотдачу

Из геологических причин, оказавших отрицательное влияние на нефтеотдачу пласта ЮВ₁, в первую очередь, следует выделить неблагоприятную структуру запасов нефти по соотношению объемов и площадей зон нефтеносности – чисто нефтяной/водонефтяной (ЧНЗ/ВНЗ) [1–3]. На проблемную ВНЗ здесь приходится 80 % от общей площади нефтеносности F_n залежи и 64 % начальных геологических запасов (НГЗ) нефти (табл. 1). При этом в зоне ЧНЗ средневзвешенная нефтенасыщенная толщина h_n составляет 11 м, а в ВНЗ – 5,2 м. Начальная нефтенасыщенность: в ЧНЗ – 62 %, ВНЗ – 56 %.

Основные особенности строения проблемной ВНЗ на залежи ЮВ₁:

- средняя по пробуренным скважинам нефтенасыщенная толщина h_n – 5,8 м, водонасыщенная в ВНЗ – 5,9 м, т. е. их соотношение равно ~1. Для получения по этой зоне утвержденного КИН – 0,28 (с учетом проведения гидроразрыва пласта (ГРП)) подобное соотношение толщин h_n/h_b следует считать неблагоприятным;

- проницаемость пласта в ВНЗ по интервалам разного насыщения одинакова: по верхней нефтяной части $K_{пр} = 9,6$ мД; по нижней водонасыщенной $K_{пр} = 9,4$ мД. Проводимости $K_{пр}h$ пласта ЮВ₁ в ВНЗ по интервалам насыщения также одинаковы: в нефтяной части $K_{пр}h_n = 56 \cdot 10^{-3}$ мкм²·м, в водонасыщенной части

$K_{пр}h_b = 55 \cdot 10^{-3}$ мкм²·м. С учетом разницы в вязкостях пластовой нефти и воды указанное равенство проводимостей нефтяной и водяной частей разреза (после проведения ГРП) обуславливает быстрое обводнение наклонно направленных скважин (ННС) подошвенной водой;

- средняя толщина глинистых разделов в нефтенасыщенном интервале ВНЗ – 1,1 м, в водоносном интервале – 1,2 м. Столь малые глинистые перемычки не являются препятствием для ухода трещин ГРП в нижнюю водоносную часть пласта ЮВ₁;

- коэффициент песчаности разреза в зоне ВНЗ высокий – 0,76, т. е. строение пласта близко к монолитному. Потенциально высокая латеральная однородность пласта ЮВ₁ способна обеспечить здесь высокий $K_{охв} \rightarrow 0,75$;

- коэффициент нефтенасыщенности пласта ЮВ₁ в ВНЗ по пробуренным скважинам – 0,535;

- степень перфорации нефтяной части разреза ($h_{н\ перф} = 5$ м) в ВНЗ очень высокая – 86 %. Это способствует быстрому обводнению скважин, хотя и соответствует принципам рациональной разработки водонефтяных залежей [2, 3].

Из приведенных данных следует, что геологическое строение пласта ЮВ₁ на рассматриваемых участках ВНЗ крайне неблагоприятно для эксплуатации ННС из-за перспективы быстрого обводнения скважин подошвенной водой по трещинам гидроразрыва.

Для рассматриваемого однородного пласта ЮВ₁ (на основе $K_{песч} = 0,76$) по формуле В.А. Бадьянова [4] рассчитаем статический (геологический) коэффициент охвата

$$K_{охв} = 0,266 + 1,585e^{(-\alpha_c L)} - 1,613e^{(-\alpha_c L)^2} + 0,769e^{(-\alpha_c L)^3} = 0,72, \tag{1}$$

где α_c – параметр прерывистости (коэффициент затухания связи), доли ед.;

L – расстояние между скважинами, км.

Параметр α_c оценим по приближенной формуле Т.Н. Пермяковой [5]

$$\alpha_c = 2,365 - 7,809K_{песч} + 10,279K_{песч}^2 - 4,876K_{песч}^3 = 0,227. \tag{2}$$

Таблица 1

Утвержденные параметры пласта ЮВ₁ на основной залежи (категории АВ₁)

Категория запасов	Геологические параметры				Утвержденные запасы			
	F_n , тыс. м ²	h_n , м	m , доли ед.	$K_{пр}$, доли ед.	НГЗ, тыс. т	НИЗ, тыс. т	КИН, доли ед.	Плотность НИЗ, тыс. т/га
А	12914	8,2	0,17	0,59	7791	2182	0,28	1,69
В ₁	9430	3,8	0,17	0,56	2532	709	0,28	0,75
АВ ₁	22344	6,3	0,17	0,58	10323	2891	0,28	1,29
ЧНЗ	4370	11,0	0,17	0,62	3757	1052	0,28	2,41
ВНЗ	17974	5,2	0,17	0,56	6566	1839	0,28	1,02
Доля ВНЗ, %	80	47	100	90	64	64	100	42

По классификации В.А. Бадьянова [4], величина $\alpha_c = 0,227$ характерна для монолитного слабопрерывистого коллектора. Таким образом, при расстоянии между скважинами $L = 0,630$ км геологический $K_{\text{охв}} = 0,72$.

Далее оценим КИН пласта ЮВ₁ по известной формуле покоеффicientного метода определения нефтеотдачи [6–8]

$$\text{КИН} = K_{\text{выт}} \cdot K_{\text{охв}} \cdot K_{\text{зав}} \quad (3)$$

В итоге расчетный КИН составит для ЧНЗ $\sim 0,378$, ВНЗ $\sim 0,227$, а в целом – $0,28$.

Отсюда следует, что причина невысокой фактической нефтеотдачи пласта ЮВ₁ обусловлена очень низким значением текущего $K_{\text{зав}}$ из-за наличия обширной ВНЗ.

Анализ динамики отборов нефти по исследуемой залежи пласта ЮВ₁

Максимальный уровень добычи нефти (169 тыс. т) по залежи достигнут в 2006 г. при весьма высоком для НПК темпе отбора от НИЗ – 7,75 %, от текущих извлекаемых запасов (ТИЗ) – 10,2 %. Кратность ТИЗ в 2006 г. была вполне удовлетворительной (~ 10 лет). В 2006 г. от текущих извлекаемых запасов категории А отобрано 32 % при обводненности 47 %, т. е. в начальной стадии характеристика обводнения залежи была достаточно благоприятной, но текущий КИН тогда был невысокий (0,09).

В последующий период добыча нефти резко снизилась и составила: в 2007 г. – 133 тыс. т, в 2008 г. – 79 тыс. т, в 2009 г. – 66 тыс. т, в 2010 г. – 42 тыс. т. Последняя величина соответствовала всего лишь $\frac{1}{4}$ от ранее достигнутого уровня максимальной добычи нефти.

Ключевая точка неблагоприятного перелома в динамике добычи нефти приходится на 2008 г., когда (против 2007 г.) на залежи было допущено падение добычи нефти в 1,68 раза, добычи жидкости – на 21 %; сокращение закачки воды в 2 раза – с 357 до 170 тыс. м³ при падении текущей компенсации с 93 до 58 %. В 2008 г. темпы отбора нефти по залежи снизились: от НИЗ – до 3,6 %, от ТИЗ – до 5,8 %, а кратность ТИЗ увеличилась до 17 лет.

Важно отметить, что в период до 2008 г. характеристика вытеснения нефти водой по залежи в целом была удовлетворительной, близкой к процессам обводнения залежей Западной Сибири, представленных ВНЗ. Однако в последующий период характеристика обводнения резко ухудшилась, превратившись в аномально неблагоприятную закономерность нефтеизвлечения.

На возникшие проблемы с выработкой запасов указывает нарастание удельных ТИЗ нефти на одну добывающую скважину: в 2006 г. (год максимальной добычи нефти) – 57 тыс. т/скв., в 2010 г. – 61 тыс. т/скв., в 2015 г. – 90 тыс. т/скв., в 2021 г. – 264 тыс. т/скв. В 2022 г.

текущий КИН по пласту ЮВ₁ на залежи (от запасов категории А) практически остановился на уровне 0,145 при обводненности, близкой к предельной (96 %).

В условиях нарастания удельных ТИЗ нефти (тыс. т/скв.) эффективным решением по улучшению ситуации (на 3-й стадии разработки) могло бы стать уплотнение сетки, например, путем бурения ~ 15 боковых горизонтальных стволов с длиной горизонтального участка (ГУ) 300...350 м (без проведения на участках в ВНЗ многостадийных ГРП (МсГРП)). Однако это логичное значимое мероприятие на объекте не было реализовано.

Известно, что кроме природных (геологических) факторов значительное влияние на эффективность процесса нефтеизвлечения из низкопроницаемых пластов способны оказать реализованные технологические решения [9–11]. Рассмотрим более подробно технологические подходы, оказавшие отрицательное влияние на процесс разработки залежи пласта ЮВ₁.

1. Запроектированная система разработки – малоэффективна

Рассматриваемая залежь пласта Ю₁ была разбурена неоправданно редкой сеткой наклонно направленных скважин – 40 га/скв. Для обеспечения эффективной разработки подобных низкопроницаемых залежей с $K_{\text{пр}} = 10$ мД указанной плотности сетки скважин (ПСС) явно недостаточно. Кроме того, реализованная сетка скважин оказалась неравномерной и нерегулярной, что кроме низкого $K_{\text{охв}}$ снизило коэффициент заводнения. Расстояния от очаговых нагнетательных скважин до добывающих на залежи варьируются в очень широких пределах – от 400...450 м до 850...875 м, составляя в среднем значительные 630 м. С точки зрения необходимости получения максимальной нефтеотдачи в исследуемом низкопроницаемом пласте реализованные расстояния между скважинами надо признать нерациональными [10].

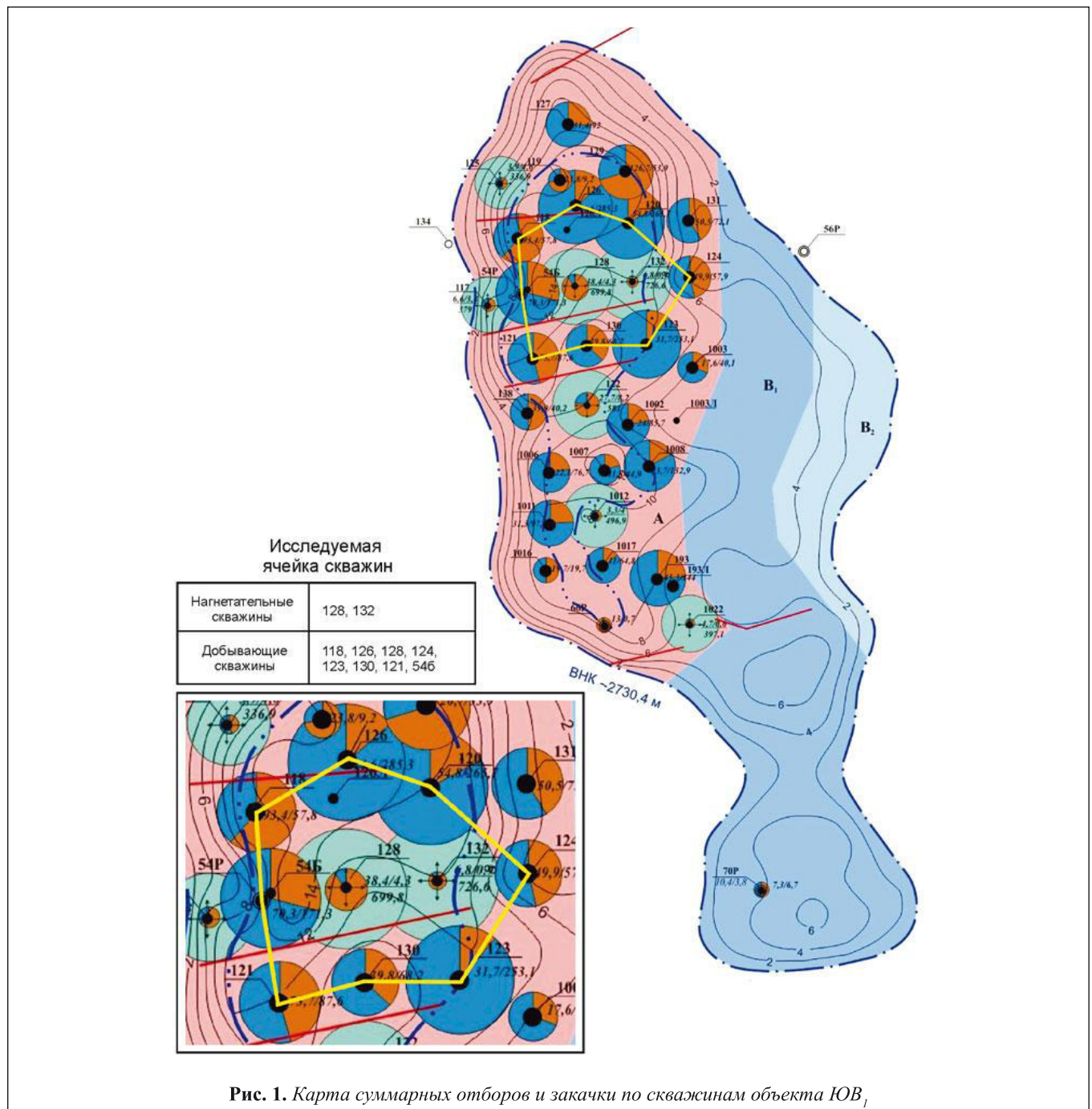
При разбуривании участка с запасами категории А разреженной сеткой удельные извлекаемые запасы (НИЗ) нефти на одну ННС оказались достаточно велики – около 80 тыс. т/скв., в том числе по ЧНЗ – около 90 тыс. т/скв., по ВНЗ – 66 тыс. т/скв. Эти величины существенно превышают оптимальное удельное количество запасов нефти, приходящихся на одну ННС.

Представляется, что для достижения более высокого КИН (при благоприятных экономических показателях) плотность сетки скважин следовало бы дифференцировать по площади залежи в соответствии с плотностью НИЗ нефти. Укажем, что в ЧНЗ сложившаяся плотность НИЗ нефти (в тыс. т/га) оказалась в 2,4 раза выше, чем по ВНЗ, так как максимальная нефтенасыщенная толщина в скважинах ЧНЗ доходит до 18 м, а средняя по зоне составляет 11 м. В рассматриваемых условиях рациональная плотность сетки по ЧНЗ (при бурении ННС) могла быть доведена до 20 га/скв., при среднем расстоянии между скважинами ~ 450 м.

Богатым промысловым опытом разработки с помощью ННС низкопроницаемых залежей в Западной Сибири доказано [10], что в этих условиях более эффективным является применение интенсивных систем воздействия, с доведением соотношения числа добывающих и нагнетательных скважин $N_{\text{доб}}/N_{\text{наг}}$ до 1,5...1,7. На рассматриваемой залежи вместо потребной интенсивной регулярной системы воздействия реализована малоинтенсивная (очаговая) система нагнетания. Число пробуренных здесь скважин – 31, в том числе добывающих – 24, нагнетательных – 7, т. е. для коллектора с $K_{\text{пр}} = 10$ мД их сложившееся соотношение, равное 3,4, явно завышено. Таким образом, систему воздействия, сформированную на исследуемой залежи, следует признать малоэффективной.

Используемая на объекте ЮВ₁ конструкция – это наклонно направленные скважины. В условиях массового применения ГРП скважины подобной конструкции эффективно можно эксплуатировать *только в чистонефтяных зонах* залежей, в условиях отсутствия подошвенной воды. Для водонефтяной зоны, имеющей незначительные разделы между нефтью и водой, а также небольшую плотность НИЗ (~1 тыс. т/га), реализованный тип конструкции скважин неэффективен [11–15].

Далее это показано на фактических результатах эксплуатации скважин (ННС + ГРП), пробуренных в ВНЗ. Напомним, что в подобных условиях крупные нефтяные компании в Западной Сибири успешно применяют горизонтальные скважины (без МсГРП) или многозабойные разветвлённые скважины (МзС) [14, 15].



Приведем данные из работы [13] о неэффективности с точки зрения КИН бурения ННС в ВНЗ при малых величинах h_n , в которой показано, что бурение ННС на участках ВНЗ массивной залежи (при толщине $h_n = 4$ м и $K_{пр} = 27$ мД при $\mu_{нпл} = 5$ сП) убыточно. В этих условиях технологический КИН по ЧНЗ был оценен в 0,341, а по ВНЗ при средней $h_n = 6$ м – в 0,202, что составляет ~ 60 % от КИН зоны ЧНЗ. При малой h_n в ВНЗ, равной 4 м, КИН оценен в 0,136.

Таким образом, технологическими причинами низкой нефтеотдачи на залежи объекта ЮВ₁ (в зоне запасов категории А) являются далекие от оптимальных проектные решения:

- редкая сетка разбуривания низкопроницаемого коллектора (40 га/скв.);
- отсутствие необходимой (логичной) дифференциации ПСС по площади залежи в соответствии с плотностью НИЗ нефти (тыс. т/га);
- неэффективность принятой для участков ВНЗ конструкции буримых скважин (ННС);
- неудовлетворительное (для условий НПК) соотношение скважин $N_{доб}/N_{наг} = 3,4$;
- неучет азимута регионального тренда распространения трещин гидроразрыва (авто-ГРП) при первоначальном размещении забоев добывающих скважин относительно нагнетательных.

2. Недостатки практической реализации системы разработки залежи

Для низкопроницаемого объекта, помимо выбора рациональной проектной системы разработки, крайне важным является соблюдение правильных принципов, последовательности и темпов реализации проектных решений во времени. Анализ этих факторов по залежи пласта ЮВ₁ позволил выявить следующие недостатки:

- *Сроки начала закачки на залежи были неоправданно затянуты.*

Систему ППД здесь начали осваивать достаточно поздно – в 2003 г., или на седьмой год с начала разработки. Шесть лет низкопроницаемая залежь пласта ЮВ₁ разрабатывалась на нерациональном естественном режиме. За этот период было отобрано 410 тыс. м³ жидкости (в пластовых условиях) и 277 тыс. т нефти или ~13 % от НИЗ категории А. В результате отборов пластовое давление в зоне добычи снизилось с начального $P_{пл}^0 = 27,4$ МПа в среднем до 25 МПа. Из-за отсутствия закачки дебит скважин по жидкости в этот период сократился в 2...3 раза (с 20...30 до 9...10 т/сут). Отметим, что в год максимальной добычи нефти (2006 г.) соотношение числа добывающих и нагнетательных скважин ($N_{доб}/N_{наг} = 26:6 = 4,3$) в условиях НПК было явно недостаточным.

Таким образом, для обеспечения и поддержания оптимальных уровней отбора нефти столь низкие темпы формирования системы ПДД следует считать нерациональными [10, 16–18].

- *Реализованная система разработки близка к опрацённой 9-точечной.*

Фактически на залежи было организовано рассредоточенное очаговое заводнение. На 24 добывающие скважины здесь приходилось лишь семь нагнетательных, что для условий низкопроницаемого коллектора недостаточно [10]. Дефицит в объемах нагнетания воды привел к тому, что в 2009 г. (на 13-й год разработки) накопленная компенсация отборов жидкости закачкой снизилась до 75 %. В условиях редкой сетки скважин (40 га/скв.) столь низкая компенсация не способна обеспечить эффективное поддержание пластового давления в зонах отбора. Вследствие этого в 2006 г. среднее пластовое давление в зоне добычи снизилось против начального на 4,4 МПа (до 23 МПа). Таким образом, сложившаяся на залежи система воздействия оказалась малоэффективной.

- *Нерациональное распределение закачки воды по площади залежи.*

По участку ЧНЗ (основному по добыче нефти) накопленная компенсация за весь период разработки составила всего 73 %, а по проблемной ВНЗ ~ 150 %. При этом по главной ячейке скв. 128–132, обеспечившей основную добычу нефти, накопленная компенсация за историю достигала 160...170 % при текущей годовой компенсации в 2005 г. 350 %. Подобное anomальное превышение закачки над отбором способствовало возникновению трещин авто-ГРП от нагнетательных к добывающим скважинам. Последнее привело к быстрому обводнению отдельных скважин этой ячейки по направлению север-юг.

Отсутствие внедрения на третьей стадии разработки залежи эффективных мероприятий по поддержанию уровней добычи нефти: бурение уплотняющих скважин, избирательные резки боковых горизонтальных стволов, форсированный отбор жидкости и др. Указанные мероприятия традиционно применяют на третьей стадии разработки на объектах Западной Сибири, обладающих повышенными ТИЗ нефти на одну действующую добывающую скважину.

3. Массовое проведение среднеобъемных ГРП, включая водонефтяную зону

В пределах залежи в эксплуатации перебивала 31 скважина, в том числе 24 добывающие и семь нагнетательных. Из них в ЧНЗ размещено 17 скважин (в том числе 14 добывающих и 3 нагнетательных), в ВНЗ – 14 скважин (в том числе 10 добывающих и 4 нагнетательных). Гидроразрывом пласта на залежи обработано ~ 2/3 скважин. Количество первичных скважино-операций составляет ~ 80 % от общего их количества, повторных ~ 20 %. Основная доля (4/5) первичных ГРП приходится на 2000–2006 гг., а повторных – на 2004–2007 гг. Проведенные обработки в основном были среднеобъемными, средняя масса закачанного пропанта составляла 36 т/скв., в том числе по ЧНЗ – 38 т/скв., по ВНЗ – 33 т/скв. На 1 м нефтенасыщенной толщины

закачали в среднем около 6 т/м проппанта, в том числе по ЧНЗ – 4,6 т/м, по ВНЗ – 8,7 т/м (на 1 м небольшой нефтенасыщенной толщины h_n) и ~4,3 т/м (суммарно на 1 м $h_n + h_b$).

По ЧНЗ результаты ГРП оцениваются как весьма положительные:

- дополнительная добыча нефти на одну скважину – 14,4 тыс. т/скв.-опер.;
- кратность роста дебита нефти – 4,3 раза (с 5,8 до 25,2 т/сут);
- кратность роста дебита жидкости – 6 раз (с 6,7 до 40 т/сут);
- но прирост обводненности составил (+20 % абс.) от 12 до 32 %.

По ВНЗ проведение ГРП оказалось существенно менее успешным:

- дополнительная добыча нефти на одну скважину – 6 тыс.т/скв.-опер.;
- кратность роста дебита нефти – 3,7 раза (с 5,6 до 20,5 т/сут);
- кратность роста дебита жидкости – 4,3 раза (от 11,4 до 49,4 т/сут);
- прирост обводненности невысокий (+8 % абс.) – с 51 до 59 %. Причина в том, что стартовая (до ГРП) обводненность скважин в ВНЗ уже была высокой (более 50 %).

Отметим следующее важное обстоятельство. Максимальное годовое количество гидроразрывов (~20 % от общего их количества) было выполнено в 2004 г. При этом закачку воды в залежь начали годом раньше – в 2003 г. Спустя два года (в 2005 г.) текущая компенсация отборов закачкой на залежи достигла 130 %. При этом соотношение $N_{доб}/N_{наг}$ составляло 4,5 раза, соотношение же приёмистость/дебит жидкости в 2005 г. было выше (5,5 раза). Можно предположить, что (близкое по времени) сочетание наибольшего количества операций ГРП, повышенная компенсация в начальный период организации ППД, а также закачка всего объема воды в ограниченное число нагнетательных скважин (4 шт.) и явились теми неблагоприятными факторами, которые могли спровоцировать быстрое обводнение ряда добывающих скважин.

Укажем, что приросты среднегодовой обводненности в этот период составили: в 2004 г. +1 % абс. при средней обводненности по залежи 15 %; в 2005 г. +19 % абс.; в 2006 г. +13 % абс.; в 2007 г. +14 % абс. при средней обводненности по залежи в последний год 61 %.

4. Неучет азимута вероятного распространения трещин гидроразрыва (авто-ГРП)

Известно, что при разработке НПК с ГРП серьезным фактором, существенно влияющим на темпы обводнения скважин, является удачное (или неудачное) размещение забоев добывающих ННС относительно направления вероятного азимута распространения трещин ГРП или авто-ГРП от забоев нагнетательных скважин [9, 10, 19, 20].

Осложняющим процесс фактором является падение пластового давления на первой стадии разработки после длительной эксплуатации объекта на естественном режиме. Кроме того, характеристику вытеснения в этот период усугубляет фактор высокой перекомпенсации отборов закачкой. Это случается, когда в ограниченное число нагнетательных скважин закачивают большой объем воды, чтобы (формально) компенсировать падающую энергетику в целом по залежи. Указанные два фактора способны вызвать быстрое обводнение скважин, падение добычи нефти и привести к недостижению проектного КИН.

Рассмотрим это явление более детально на примере одной конкретной ячейки скважин, расположенной на исследуемой залежи пласта ЮВ₁ (рис. 1).

Ячейка находится в зоне максимальных толщин h_n и наибольшей продуктивности. Она представляет собой подобие одного элемента площадной обращенной 9-точечной системы разработки. В исследуемой ячейке пробурено 10 скважин, в том числе восемь добывающих и две нагнетательные (№ 128, 132).

Особо отметим, что из восьми добывающих четыре скважины (№ 126, 120, 130, 123) относительно нагнетательных скважин расположены примерно по направлению север-юг, т. е. близко к азимуту ($332^\circ \pm 14^\circ$) регионального стресса [19]. Остальные четыре скважины (№ 118, 121, 124, 54б) имеют азимуты, ортогональные направлению развития трещин авто-ГРП (от двух нагнетательных скважин).

Площадь исследуемой ячейки, ограниченной семью добывающими скважинами (№ 118, 126, 120, 124, 123, 130, 121, 54б), невелика и составляет 173 га (см. рис. 1). По рассматриваемой ячейке НГЗ нефти составляют 1596 тыс. т, НИЗ нефти – 447 тыс. т при КИН – 0,280, $K_{выг} = 0,513$, $K_{охв} = 0,546$. Отметим, что исследуемая ячейка гидродинамически не замкнута, т. е. притоки нефти в неё за историю разработки осуществлялись также из прилегающих внешних участков.

Далее рассмотрим, какое влияние оказали азимуты размещения добывающих скважин (относительно нагнетательных) на темпы обводнения и показатели их эксплуатации (табл. 2).

Из табл. 2 видно, что каждая группа включает по четыре скважины – как параллельные, так и перпендикулярные направлению стресса. Скважины обеих групп имеют близкие характеристики: $h_n = 11,2$ и $10,1$ м, $K_{пр} = 11$ и $10,1$ мД; проводимость $K_{пр}h_n = 120 \cdot 10^{-3}$ и 103×10^{-3} мкм²·м, соответственно. При этом скважины группы 2 (перпендикулярные стрессу), по сравнению со скважинами группы 1 (параллельные стрессу), характеризуются повышенной по В.Д. Лысенко [6] послойной неоднородностью $V_{посл}^2$ (0,29 и 0,15), близкой массой закачанного проппанта (53 и 50 т/скв.), большей величиной давления разрыва (57,7 и 47,4 МПа), а также числом повторно проведенных ГРП (3 и 1 операция, соответственно). Средние расстояния от добывающих до ближайших нагнетательных скважин по обеим груп-

Параметры пласта ЮВ₁ в скважинах двух групп

Номер скважины	Азимут, град	h_n , м	m , доли ед.	$K_{пр}$, мД	$K_{пр} h_n$, мД·м	$K_{ин}$, доли ед.	$V_{пост}^2$, доли ед.	Масса проппанта		Проведение ГРП-2	Давление разрыва (ГРП-1), МПа
								т/скв.	т/1 м		
Группа 1. Скважины, параллельные региональному стрессу ($332^\circ \pm 14^\circ$)											
120	354	12,85	0,17	7,0	90	0,62	0,154	51	3,97	–	Нет данных
123	348	10,70	0,17	11,0	118	0,62	0,346	75	7,01	–	40,5
126	360	12,70	0,17	12,4	157	0,62	0,037	62	4,88	+	49,1
130	345	8,50	0,17	13,7	116	0,62	0,045	10	1,18	–	52,7
Среднее	352	11,19	0,17	11,0	120	0,62	0,146	50	4,26	1 опер.	47,4
Группа 2. Скважины, перпендикулярные региональному стрессу ($332^\circ \pm 14^\circ$)											
118	303	12,25	0,17	9,5	116	0,62	0,214	91	7,43	+	68,9
121	210	10,30	0,17	13,0	134	0,62	0,200	60	5,83	+	49,2
124	80	7,80	0,17	8,0	62	0,56	0,477	51	6,54	+	53,7
546	258	10,10	0,17	10,0	101	0,62	0,268	10	0,99	–	59,0
Среднее	213	10,11	0,17	10,1	103	0,605	0,290	53	5,20	3 опер.	57,7
Среднее по восьми скважинам		10,65	0,17	10,6	112	0,613	0,218	51,3	4,73	4 опер.	53,3

пам близки – 656 и 606 м, что соответствует плотности сетки – 43 и 37 га/скв.

Сравнение результатов эксплуатации двух групп скважин (табл. 3, рис. 2).

Основной вывод из проведенного анализа заключается в том, что добывающие скважины, расположенные перпендикулярно линии стресса (группа 2), имеют гораздо более лучшие показатели эксплуатации, чем скважины, пробуренные вдоль (параллельно) линии стресса (группа 1):

- накопленная удельная добыча нефти по скважинам группы 2 больше на 67 % (71,325 и 42,725 тыс. т/скв., соответственно);

- удельная (на 1 м нефтенасыщенной толщины h_n) накопленная добыча нефти по группе 2 больше на 85 % (7,05 и 3,82 тыс. т/м, соответственно);

- удельная накопленная добыча нефти на 1 ед. параметра $h_n L$ по группе 2 больше в 2 раза (11,64 и 5,83 тыс. т/м²), соответственно. Здесь L – среднее расстояние от добывающих до ближайших нагнетательных скважин;

- накопленный водонефтяной фактор (ВНФ) по скважинам группы 2 (1,31 т/т) оказался ниже, чем по скважинам группы 1 (5,1 т/т) в 3,9 раза.

Если сравнить динамику процесса обводнения этих скважин в течение периода эксплуатации субпараллельных (группа 1) и субперпендикулярных (группа 2) среднему

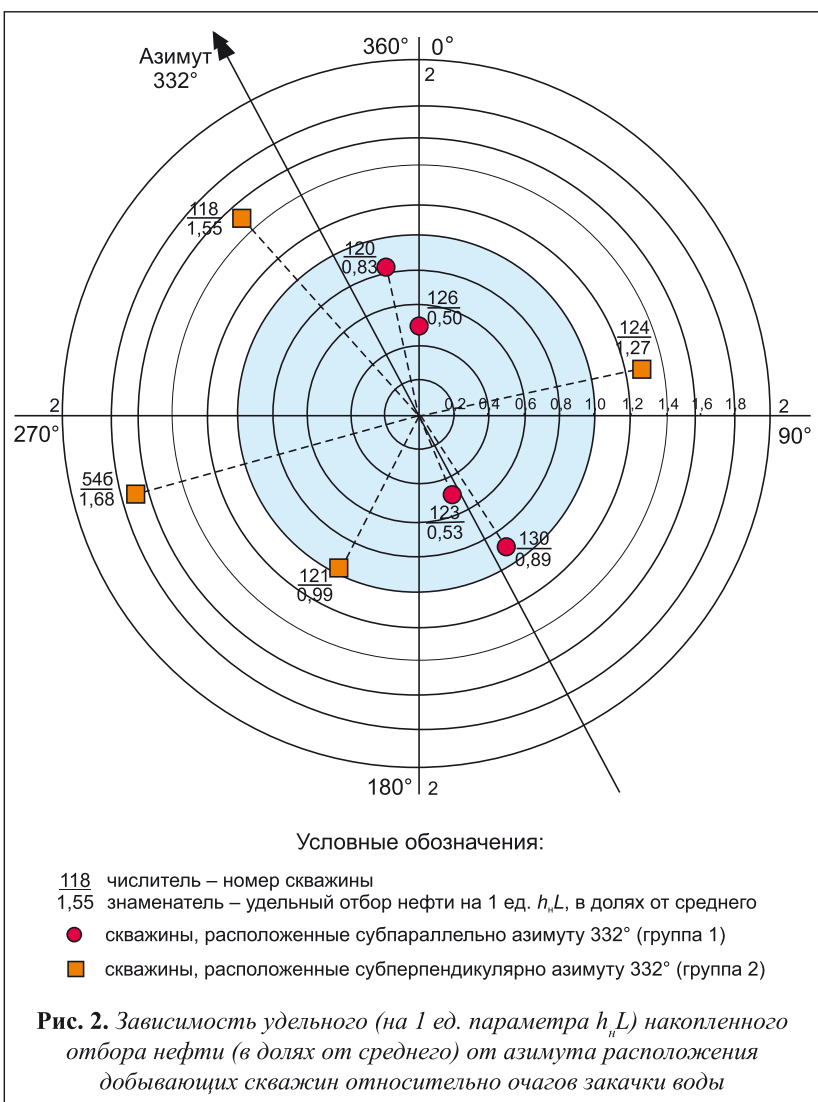
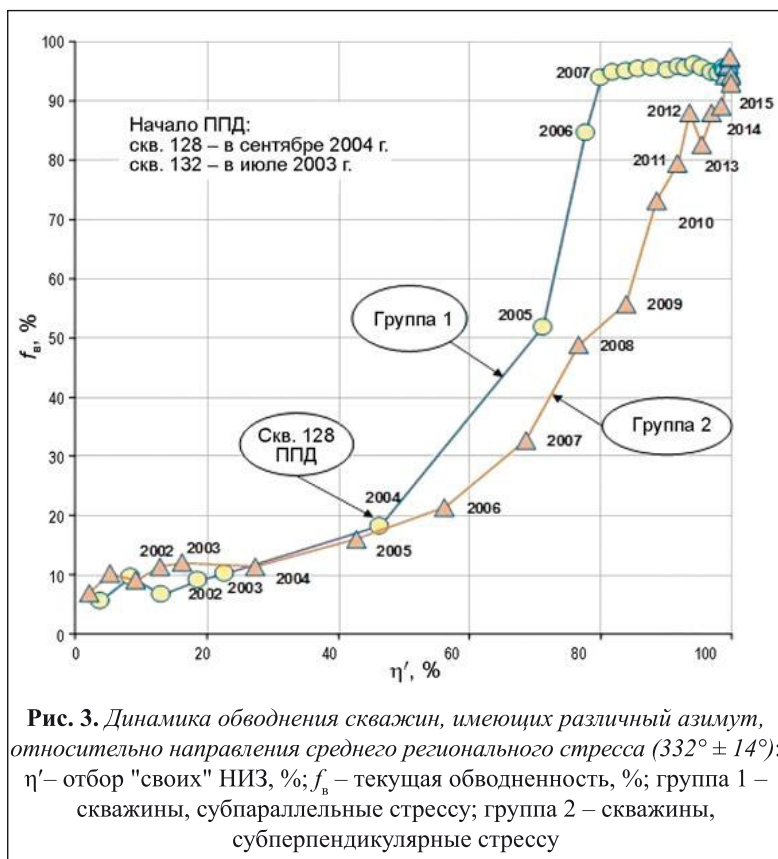


Таблица 3

Показатели эксплуатации скважин с различным азимутом относительно нагнетательных скважин

Номер скважины	Ближайшая нагнетательная скважина	Азимут, град/ расстояние до очага L, м	h _н (средняя по двум скважи- нам), м	Параметр h _н L, м ²	Накопленные показатели			Удельная добыча нефти, тыс. т			Удельная добыча жидкости, тыс. т	
					Добыча нефти, тыс. т	Добыча жидкости, ВНФ, т/т тыс. т	на 1 м h _н ^н , тыс. т/м	на 1 ед. параметра h _н L тыс. т/м ²	доли ед.	на 1 м h _н ^н , тыс. т/м	на 1 ед. параметра h _н L, тыс. т/м ²	
Группа 1. Скважины, параллельные региональному стрессу (332° ± 14°)												
120	132	354/590	12,85	7582	54,8	320,4	4,85	4,265	7,23	0,83	23,05	42,26
123	132	348/635	10,70	6795	31,7	284,8	7,99	2,963	4,67	0,53	29,67	41,91
126	128	360/800	12,70	10160	44,6	329,9	6,39	3,512	4,39	0,50	22,60	32,47
130	128	345/600	8,50	5100	39,8	107,9	1,71	4,682	7,80	0,89	17,40	21,16
Всего по 4 скважинам		352/656	44,75	29637	170,9	1043	-	-	-	-	-	-
Среднее			11,19	7409	42,725	260,750	5,10	3,856	6,02	0,67	23,30	34,87
Группа 2. Скважины, перпендикулярные региональному стрессу (332° ± 14°)												
118	128	303/550	12,25	6738	91,4	149,0	0,63	7,461	13,56	1,55	12,16	22,11
121	128	210/825	10,30	8498	73,7	161,2	1,19	7,155	8,67	0,99	15,65	18,97
124	132	80/575	7,80	4485	49,9	107,9	1,16	6,397	11,13	1,27	13,83	24,06
546	128	258/475	10,10	4798	70,3	241,6	2,43	6,960	14,65	1,68	23,92	50,35
Всего по 4 скважинам		258/606	40,45	24519	285,3	659,7	-	-	-	-	-	-
Среднее			10,11	6130	71,325	164,925	1,31	6,993	12,00	1,33	16,31	26,90
Всего по 8 скважинам		-	85,20	54156	456,2	1703	-	-	-	-	-	-
Среднее		630	10,65	6770	57,0	213	2,73	5,550	9,01	1,00	19,8	30,9



региональному азимуту трещин ГРП (332°), обнаружим следующие закономерности (рис. 3):

- до отбора ~45 % "своих запасов" (НИЗ) обводненность по скважинам обеих групп была примерно одинаковой – около 20 %;

- однако в 2005 г. скважины группы 1 резко прибавили в обводненности (+34 %), а в 2006 г. – ещё +33 %. В отличие от неё, скважины группы 2 обводнялись более медленными темпами (+5...16 % в год);

- в итоге при отборе ~80 % от "своих собственных" НИЗ обводненность по скважинам группы 1 (~95 %) оказалась почти в 2 раза выше, чем по скважинам группы 2 (~50 %).

Таким образом, существенные различия двух групп добывающих скважин (по-разному расположенных относительно ближайших нагнетательных скважин) свидетельствуют о необходимости учета азимута ($332^\circ \pm 14^\circ$) вероятного распространения трещин гидроразрыва (авто-ГРП) при проектировании размещения скважин в низкопроницаемых пластах [19, 20].

Фактические устьевые давления нагнетания реализованной на залежи системы ППД составляли: в 2003–2005 гг. – 13...16 МПа; в 2005–2009 гг. – 16...18 МПа; в 2009–2012 гг. – 18...19 МПа; в 2013–2019 гг. – 16...12 МПа, а в среднем за весь период закачки – 16 МПа, т. е. были сравнительно невелики.

Если оценить оптимальное устьевое $P_{наг}$ по формуле

$$P_{наг}^{устье} = 20,63 - 1,331 \ln K_{пр}, \text{ МПа}, \quad (4)$$

то для залежи пласта ЮВ₁ с $K_{пр} = 10 \cdot 10^{-3}$ мкм² оно должно составлять ~18 МПа.

При этом расчетное вертикальное горное давление в пласте ЮВ₁ на глубине 2800 м оценивается в ~61,2 МПа. Забойное давление нагнетания (при $P_{наг}^{устье} = 18$ МПа) будет составлять 46 МПа, или ~75 % от величины вертикального горного давления, что близко к типичному для заводняемых нефтяных пластов на промыслах Западной Сибири.

5. Сопоставление показателей выработки запасов по ЧНЗ и ВНЗ

Отметим, что по ЧНЗ и ВНЗ утвержден одинаковый КИН на уровне 0,28. Однако эта "одинаковость" вступает в противоречие с геологическими характеристиками указанных зон. Поэтому на этапе проведения анализа выработки запасов и построения характеристик вытеснения КИН по зонам был авторами скорректирован в соответствии с рекомендациями И.Д. Амелина и М.Н. Кочетова [1]. В процессе корректировки величина КИН по ВНЗ была принята на уровне 60 % от величины КИН в ЧНЗ (табл. 4). В результате по зонам насыщения пласта ЮВ₁ были получены более объективные КИН: по ЧНЗ – 0,354, по ВНЗ – 0,212. В целом по запасам категории А расчетный КИН оставлен на уровне утвержденного 0,28.

Из табл. 4 видно, что степень выработки запасов категории А по залежи в целом за 27 лет оказалась весьма слабой: текущий КИН – 0,145 при утвержденном 0,28; отбор от НИЗ – 52 % при обводненности 96 %; накопленный ВНФ – 2,1 т/т; степень прокачки $\tau_{пл}$ невелика – 0,37.

Понятно, что сложившаяся аномально высокая кратность ТИЗ нефти даже в "полном" 2018 г. говорит о невозможности достижения утвержденного КИН без проведения масштабного комплекса и эффективных геолого-технических мероприятий. Из табл. 4 и рис. 4 видно, что по ВНЗ достигнутые показатели выработки запасов выглядят значительно хуже, чем по ЧНЗ залежи:

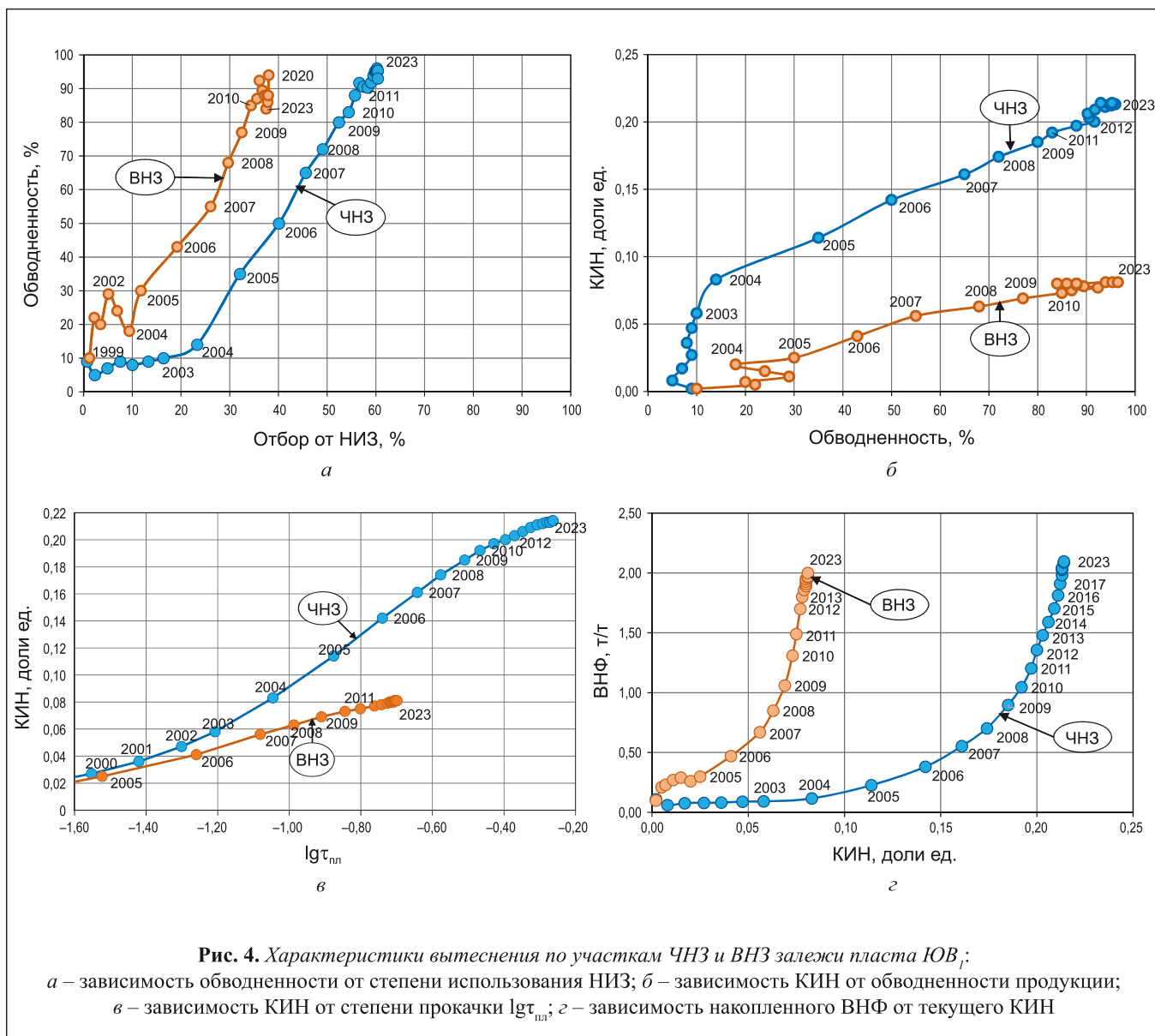
- текущий КИН соответствует всего лишь 38 % от КИН участка ЧНЗ;
- отбор НИЗ оценивается в 63 % от участка ЧНЗ;
- степень прокачки $\tau_{пл}$ составляет 36 % от участка ЧНЗ;
- удельная накопленная добыча нефти равна 49 % от этого показателя по ЧНЗ;
- кратность ТИЗ нефти по ВНЗ почти в 3 раза выше, чем по ЧНЗ.

Анализ кривых, приведенных на рис. 4, в, показывает:

- что при одинаковой величине степени прокачки $\tau_{пл}$ КИН по ВНЗ оказался почти в 2 раза ниже, чем по ЧНЗ, причем с течением времени эта разница только увеличивалась;
- по ЧНЗ, начиная с 2008 г., прямолинейная ранее зависимость $\text{КИН} = f(\lg \tau_{пл})$ стала отклоняться в сто-

Выработка запасов исследуемой залежи пласта ЮВ₁ с учетом скорректированных КИН по ЧНЗ/ВНЗ

Показатель	Категория А			Отношение ВНЗ/ЧНЗ, %	
	ЧНЗ	ВНЗ	в целом		
Год ввода зоны в разработку	1997	1999	1997	–	
НГЗ, тыс. т	3757	4034	7791	107	
НИЗ, тыс. т	1330	855	2181	64	
%	61	39	100	–	
Плотность НИЗ нефти, тыс. т/га	3,04	1,00	1,69	33	
КИН, доли ед.	0,354	0,212	0,280	60	
НГЗ в пластовых условиях, тыс. м ³	5076	5450	10526	107	
Число скважин, ед.:					
всего	17	14	31	82	
в том числе добывающих	14	10	24	71	
нагнетательных	3	4	7	133	
Удельные НИЗ на одну добывающую скважину, тыс. т	95	86	91	91	
Фактические максимальные уровни	добычи нефти, тыс. т	116,6	63,0	169,5	54
	добычи жидкости, тыс. т	211,5	133,4	340,0	63
	закачки воды, тыс. м ³	239,1	205,4	389,2	86
Темп отбора нефти от НИЗ, %	8,77	7,37	7,77	84	
Темп отбора жидкости от НИЗ нефти, %	15,9	15,6	15,6	98	
Соотношение уровней $Q_{ж}^{max}/Q_{н}^{max}$	1,81	2,12	2,00	117	
Фактические накопленные показатели	Добыча нефти, тыс. т	803	325	1128	40
	Добыча жидкости, тыс. т	2487	975	3462	39
	То же в пластовых условиях, тыс. м ³	2759	1089	3848	39
	ВНФ, т/т	2,10	2,00	2,07	95
	Закачка воды, тыс. м ³	2007	1610	3617	80
	Компенсация отборов, %	73	149	94	204
Степень прокачки $\tau_{пл}$	0,55	0,20	0,37	36	
Текущий КИН, доли ед.	0,214	0,081	0,145	38	
Отбор нефти от НИЗ, %	60,4	38,0	51,7	63	
Текущая обводненность, %	95,3	96,5	96,0	–	
Число скважин, перебивавших в добыче, ед.	17	14	31	82	
Удельная добыча нефти на одну скважину, тыс. т	47,2	23,2	36,4	49	
ТИЗ нефти на 01.01.2023:					
тыс. т	527	530	1053	100	
%	50	50	100	100	
Кратность ТИЗ нефти в 2018 г., лет	165	482	245	292	
Удельные ТИЗ на одну скважину в 2018 г., тыс. т	132	530	211	402	



рону понижения потенциальной прогнозной нефтеотдачи;

– по ВНЗ подобное изменение прямолинейного тренда (т. е. ухудшение качества процесса вытеснения) зафиксировано, начиная с 2009 г.

Оценка потенциально извлекаемых запасов нефти по участку с использованием характеристики вытеснения С.Н. Назарова и др. показала, что при продолжении эксплуатации (без бурения новых скважин или боковых стволов) конечный КИН в границах запасов категории А (ЧНЗ + ВНЗ) не превысит 0,17 при накопленной добыче нефти ~1310 тыс. т, что соответствует всего 60 % от утвержденного КИН (0,28).

Для исправления сложившейся ситуации недропользователю следует провести детальное геолого-гидродинамическое моделирование разработки рассмотренной залежи и на этой основе подготовить программу реанимации залежи объекта ЮВ₁, предусматривающую возобновление бурения горизонтальных и многозабойных скважин, проведение избирательных

зарезков боковых горизонтальных стволов, а также совершенствование системы заводнения.

Выводы

1. По залежи низкопроницаемого объекта ЮВ₁ одного из месторождений ХМАО – Югры за 27 лет разработки в зоне запасов категории А достигнут невысокий КИН – 0,145 (в том числе по ЧНЗ – 0,214, по ВНЗ – 0,081) при текущей обводненности (96 %), близкой к предельной.

2. Из геологических причин основной, обусловившей низкую нефтеотдачу залежи, является наличие обширной ВНЗ: по площади – 80 %, по запасам НГЗ – 64 %. При этом толщина глинистого раздела между нефтью и водой составляет 1...2 м. Соотношение эффективных толщин $h_b/h_{гн} = 1$ в ВНЗ неблагоприятно для разработки.

3. Исследуемая залежь разбурена системой наклонно направленных скважин, стимулированных средне-объемными гидроразрывами пласта. Применение сква-

жин указанной конструкции на обширной территории ВНЗ оказалось неэффективным.

4. Система разработки, сформированная на залежи низкопроницаемого объекта ЮВ₁, характеризуется рядом существенных недостатков:

– участок разбурен редкой сеткой скважин, в среднем 40 га/скв.;

– сложившееся соотношение (3,4) числа добывающих и нагнетательных скважин велико и с точки зрения ППД не способно обеспечить успешное поддержание давления на залежи;

– реализованная система воздействия близка к слабоинтенсивной обращенной 9-точечной. В условиях слабопроницаемого коллектора эта система малоэффективна;

– при размещении скважин (относительно очагов заводнения) в проекте не был учтен региональный азимут вероятного распространения трещин гидроразрыва (авто-ГРП). Это обстоятельство резко ухудшило показатели эксплуатации добывающих скважин, расположенных вдоль линии север-юг.

5. Система закачки на залежи исторически формировалась с отклонениями от принципов рационального заводнения слабопроницаемых коллекторов:

– в течение первых лет залежь разрабатывалась без ППД, что привело к падению пластового давления. Традиционно в подобных залежах закачку воды принято начинать не позднее, чем через один год после начала добычи;

– в течение семи лет после начала организации ППД текущая компенсация отборов жидкости закачкой не превышала 60...97 %, а накопленная на седьмой год закачки составила 75 %. Столь низкая компенсация привела к падению пластового давления. При этом по основной, наиболее продуктивной ячейке нефтедобычи была допущена существенная перекомпенсация отборов закачкой, обусловившая (с учетом проведенных ГРП) быстрое обводнение ближайших добывающих скважин по линии север-юг.

6. Отсутствие на третьей стадии разработки нового эксплуатационного бурения (уплотняющие скважины или горизонтальные боковые стволы) привело к быстрому падению добычи нефти, несмотря на значительные текущие удельные извлекаемые запасы нефти на одну работающую скважину.

7. Проведение ГРП в водонефтяной зоне оказалось неэффективным мероприятием. Выполненные в ВНЗ отдельные повторные гидроразрывы убыточны.

8. Для исправления ситуации по залежи объекта ЮВ₁ рекомендуется:

– по участку ЧНЗ с большими толщинами и значительной плотностью запасов нефти выполнить массовые нарезки боковых горизонтальных стволов небольшой протяженности (без ГРП);

– по неразбуренным участкам ВНЗ вместо ННС предусмотреть бурение скважин более сложных конструкций: ГС – без МсГРП; МЗС – без МсГРП и др.

1. Амелин И.Д., Кочетов И.Н. Учёт влияния водонефтяных зон залежей на величину проектного коэффициента извлечения нефти при водонапорном режиме // Геология нефти и газа. – 1982. – № 4. – С. 4–13.

2. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Юльметьев Т.И. Совершенствование разработки водонефтяных зон // Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности: сб. ст. – М.: Наука, 2000. – С. 177–186.

3. Владимиров И.В. Проблемы разработки контактных водонефтяных зон // Сб. трудов ВНИИнефть. – 2008. – Вып. 138. – С. 84–114.

4. Бадьянов В.А. Методы компьютерного моделирования в задачах нефтепромысловой геологии. – Тюмень – Шадринск, 2010. – 135 с.

5. Кондиции запасов нефтяных месторождений Западной Сибири / Р.И. Медведский, А.Б. Кряквин, В.П. Балин, М.Е. Стасюк. – М.: Недра, 1992. – 295 с.

6. Мухарский Э.Д., Лысенко В.Д. Проектирование разработки нефтяных месторождений платформенного типа. – М.: Недра, 1972. – 240 с.

7. Батурич Ю.Е. Определение коэффициента нефтеотдачи при внутриконтурном воздействии // Сб. трудов СибНИИИП. – Тюмень, 1976. – Вып. 6. – С. 86–96.

8. Батурич Ю.Е. Методика определения показателей разработки самостоятельно эксплуатируемых водонефтяных зон // Сб. трудов СибНИИИП. – Тюмень, 1976. – Вып. 6. – С. 103–110.

9. Янин А.Н. Гидравлический разрыв нефтяных пластов в Западной Сибири. – Екатеринбург: Уральский рабочий, 2021. – 615 с.

10. Янин А.Н. Принципы разработки ультранизкопроницаемых коллекторов // Бурение и нефть. – 2016. – № 11. – С. 22–24.

11. Оценка эффективности гидроразрыва в водонефтяных зонах пласта / А.Н. Янин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 2. – С. 22–24.

12. Медведский Р.И., Леванов А.Н. Анализ эффективности применения горизонтальных скважин и наклонно направленных с ГРП в краевых водонефтяных зонах // Современные технологии для ТЭК Западной Сибири: сб. трудов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2007. – С. 32–33.

13. Васильев В.В., Гусева Д.Н. Оценка целесообразности бурения скважин в водонефтяной зоне // Сб. трудов ООО "ТНЦ". – Тюмень, 2019. – Вып. 5. – С. 147–151.

14. Сарваров А.Р., Казакова Т.Г., Данилов Е.В. Анализ эффективности бурения боковых горизонтальных стволов в контактной водонефтяной зоне (на примере пласта АВ_{2,3} Самотлорского месторождения) // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 2. – С. 11–16.

15. Бадьянов В.А. Особенности разработки контактных запасов в условиях конусообразования (на примере объекта АВ_{1,2} Нивагальского месторождения) // Нефтепромысловое дело. – 2021. – № 12(636). – С. 30–34. – DOI: 10.33285/0207-2351-2021-12(636)-30-34

16. Хасанов М.М., Краснов В.А., Коротковских В.А. Определение оптимального периода отработки нагнетательных скважин // Науч.-техн. вестник ОАО "НК-Роснефть". – 2007. – № 5. – С. 19–22.

17. Метод определения оптимального времени отработки нагнетательных скважин / А.Н. Ситников [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 3. – С. 84–87.

18. Соколов С.В. К вопросу об отработке нагнетательных скважин // Вестник ТюмГУ. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2018. – Т. 4, № 2. – С. 83–93.

19. Переориентация азимута трещины повторного гидроразрыва пласта на месторождениях ООО "РН-Юганскнефтегаз" / И.Д. Латыпов, Г.А. Борисов, А.М. Хайдар [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6. – С. 34–38.

20. Черевко С.А., Янин А.Н. Влияние направления трещины гидроразрыва пласта на показатели эксплуатации скважин // Территория Нефтегаз. – 2016. – № 2. – С. 14–19.

REFERENCES

1. Amelin I.D., Kochetov I.N. Uchet vliyaniya vodoneftyanykh zon zalezhey na velichinu proektnogo koeffitsienta izvlecheniya nefi pri vodonapornom rezhime // Geologiya nefi i gaza. – 1982. – № 4. – С. 4–13.

2. Zakirov S.N., Zakirov E.S., Yul'met'ev T.I. Sovershenstvovanie razrabotki vodoneftyanykh zon // Fundamental'nyy bazis novykh tekhnologiy neftyanoy i gazovoy promyshlennosti: sb. st. – M.: Nauka, 2000. – С. 177–186.

3. Vladimirov I.V. Problemy razrabotki kontaktnykh vodoneftyanykh zon // Sb. trudov VNIineft'. – 2008. – Вып. 138. – С. 84–114.

4. Bad'yanov V.A. Metody komp'yuternogo modelirovaniya v zadachakh neftepromyslovoj geologii. – Tyumen' – Shadrinsk, 2010. – 135 s.

5. Konditsii zapasov neftyanykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri / R.I. Medvedskiy, A.B. Kryakvin, V.P. Balin, M.E. Stasyuk. – M.: Nedra, 1992. – 295 s.

6. Mukharskiy E.D., Lysenko V.D. Proektirovanie razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy platformennogo tipa. – M.: Nedra, 1972. – 240 s.

7. Baturin Yu.E. Opredelenie koeffitsienta nefteotdachi pri vnutrikonturnom vozdeystvii // Sb. trudov SibNIINP. – Tyumen', 1976. – Вып. 6. – С. 86–96.

8. Baturin Yu.E. Metodika opredeleniya pokazateley razrabotki samostoyatel'no ekspluatiruemyykh vodoneftyanykh zon // Sb. trudov SibNIINP. – Tyumen', 1976. – Вып. 6. – С. 103–110.

9. Yanin A.N. Gidravlicheskiy razryv neftyanykh plastov v Za-

padnoy Sibiri. – Ekaterinburg: Ural'skiy rabochiy, 2021. – 615 s.

10. Yanin A.N. Printsipy razrabotki ul'tranizkopronitsaemykh kollektorov // Burenie i nefi'. – 2016. – № 11. – С. 22–24.

11. Otsenka effektivnosti gidrorazryva v vodoneftyanykh zonakh plasta / A.N. Yanin [i dr.] // Neftyanoe khozyaystvo. – 2012. – № 2. – С. 22–24.

12. Medvedskiy R.I., Levanov A.N. Analiz effektivnosti primeneniya gorizonta'nykh skvazhin i naklonno napravlennykh s GRP v kraevykh vodoneftyanykh zonakh // Sovremennyye tekhnologii dlya TEK Zapadnoy Sibiri: sb. trudov. – Tyumen': TyumGNGU, 2007. – С. 32–33.

13. Vasil'ev V.V., Guseva D.N. Otsenka tselesoobraznosti bureniya skvazhin v vodoneftyanoy zone // Sb. trudov ООО "TNNTS". – Tyumen', 2019. – Вып. 5. – С. 147–151.

14. Sarvarov A.R., Kazakova T.G., Danilov E.V. Analiz effektivnosti bureniya bokovykh gorizonta'nykh stvolov v kontaktnoy vodoneftyanoy zone (na primere plasta AV_{2,3} Samotlorskogo mestorozhdeniya) // Neftepromyslovoe delo. – 2009. – № 2. – С. 11–16.

15. Bad'ina I.V. Osobennosti razrabotki kontaktnykh zapasov v usloviyakh konusoobrazovaniya (na primere ob'ekta AV_{1,2} Nivagal'skogo mestorozhdeniya) // Neftepromyslovoe delo. – 2021. – № 12(636). – С. 30–34. – DOI: 10.33285/0207-2351-2021-12(636)-30-34

16. Khasanov M.M., Krasnov V.A., Korotovskikh V.A. Opredelenie optimal'nogo perioda otrabotki nagnetatel'nykh skvazhin // Nauch.-tekhn. vestnik OAO "NK-Rosneft". – 2007. – № 5. – С. 19–22.

17. Metod opredeleniya optimal'nogo vremeni otrabotki nagnetatel'nykh skvazhin / A.N. Sitnikov [i dr.] // Neftyanoe khozyaystvo. – 2015. – № 3. – С. 84–87.

18. Sokolov S.V. K voprosu ob otrabotke nagnetatel'nykh skvazhin // Vestnik TyumGU. Fiziko-matematicheskoe modelirovanie. Neft', gaz, energetika. – 2018. – Т. 4, № 2. – С. 83–93.

19. Pereorientatsiya azimuta treshchiny povtornogo gidrorazryva plasta na mestorozhdeniyakh ООО "RN-Yuganskneftegaz" / I.D. Latypov, G.A. Borisov, A.M. Khaydar [i dr.] // Neftyanoe khozyaystvo. – 2011. – № 6. – С. 34–38.

20. Cherevko S.A., Yanin A.N. Vliyaniye napravleniya treshchin gidrorazryva plasta na pokazateli ekspluatatsii skvazhin // Territoriya Neftegaz. – 2016. – № 2. – С. 14–19.

Информация об авторах

Анатолий Николаевич Янин, генеральный директор
Дмитрий Андреевич Рожнев, заведующий отделом нефте-
промышленной геологии и разработки

Information about the authors

Anatoly N. Yanin, General Director
Dmitry A. Rozhnev, head of the Department for Oilfield Geology
and Development

Статья поступила в редакцию 14.01.2026; одобрена после рецензирования 19.01.2026; принята к публикации 25.01.2026.