

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2026.3.52-80>

EDN WKBSSR

УДК 551.7.022:622.276.1/.4(470.41)

**Фациально-ориентированная стратегия доразведки
и разработки сложнопостроенных терригенных залежей
бобриковского горизонта (на примере блока **024 в краевой
зоне Ромашкинского месторождения Республики Татарстан)**

¹Сафиуллин Т.А., ¹Назаров А.А., ¹Дехтярев В.А., ¹Сираев Э.К.,

^{2, 3}Лагутаев В.А.

¹Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина,
Альметьевск, Россия

²ООО "ЛУКОЙЛ-Технологии", Москва, Россия

³Альметьевский государственный технологический университет
«Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия

**Facies-driven strategy for further exploration and development
of complex terrigenous deposits of the Bobrikovsky horizon:
A case study of the Block 024 in the marginal zone
of the Romashkino field, Republic of Tatarstan**

¹T.A. Safiullin, ¹A.A. Nazarov, ¹V.A. Dekhtyrev, ¹E.K. Siraev, ^{2, 3}V.A. Lagutaev

¹TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT, Almetievsk, Russia

²LLC LUKOIL-Technologies, Moscow, Russia

³Almetyevsk State Technological University – Higher School of Petroleum,
Almetyevsk, Russia

E-mail: SafiullinTA@tatneft.ru

Аннотация. В статье представлены детальный фациальный анализ и обоснование концептуальной стратегии разработки бобриковского горизонта (C_{1br}) блока **024, расположенного в краевой зоне Ромашкинского месторождения Республики Татарстан. На

основе данных 23 скважин в работе интегрированы три независимых метода классификации: морфологический анализ кривых самопроизвольной поляризации по В.С. Муромцеву, анализ мотивов кривой гамма-каротажа по методике Nazeer et al. и кроссплотный анализ фильтрационно-емкостных свойств. Результаты исследования указывают на то, что горизонт был сформирован меандрирующей аллювиальной системой, в пределах которой выделено пять типов фаций. Ключевым геологическим вкладом работы является документирование латеральной миграции палеорусл между отдельными пластами-коллекторами. Сочетание фациальной модели с гидродинамическими параметрами позволило предложить концептуальную схему разработки: добывающие скважины размещаются вдоль стабильной оси палеорусл, а система поддержания пластового давления сочетает краевое заводнение с созданием внутрируслых очагов нагнетания. По результатам прогнозного гидродинамического моделирования такой подход формирует упругий гидродинамический подпор и позволяет управлять фронтом вытеснения; предлагаемые решения носят научно-методический характер и требуют верификации на фактических данных разработки.

Ключевые слова: бобриковский горизонт, фациальный анализ, латеральная миграция палеорусл, зональная неоднородность, соотношение подвижностей, система поддержания пластового давления (ППД), внутрируслевое нагнетание, Ромашкинское месторождение

Для цитирования: Сафиуллин Т.А., Назаров А.А., Дехтярев В.А., Сираев Э.К., Лагутаев В.А. Фациально-ориентированная стратегия доразведки и разработки сложнопостроенных терригенных залежей бобриковского горизонта (на примере блока **024 в краевой зоне Ромашкинского месторождения Республики Татарстан) // Нефтяная провинция.-2026.-№3(47).-С. 52-80. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.3.52-80>. - EDN WKBSSR

Abstract. This paper presents a detailed facies analysis and a technical justification for the development strategy of the Bobrikovsky horizon (C_{1br}) within Block 024, located in the marginal zone of the Romashkino field (Republic of Tatarstan). Drawing on data from 23 wells, the study integrates three independent classification methods: Muromtsev's morphological analysis of SP curves, GR curve motif analysis according to Nazeer et al., and cross-plot analysis of reservoir properties. The findings indicate that the horizon was formed by a meandering alluvial system, within which five distinct facies types were identified. A key geological contribution of this work is the documentation of lateral paleochannel migration between individual reservoir units. By combining this facies model with hydrodynamic parameters, we propose a conceptual development framework. The strategy involves positioning production wells along the stable axis of the paleochannel, while implementing a combined pressure maintenance system that integrates edge waterflooding with intra-channel injection. This approach creates hydrodynamic support and is expected to improve displacement front control; the proposed scheme is conceptual and requires verification against actual field performance data.

Key words: *Bobrikovsky horizon, facies analysis, paleochannel migration, reservoir heterogeneity, mobility ratio, pressure maintenance system (PMS), intra-channel injection, Romashkino field*

For citation: T.A. Safiullin, A.A. Nazarov, V.A. Dekhtyrev, E.K. Siraev, V.A. Lagutaev Fatsial'no-orientirovannaya strategiya dorazvedki i razrabotki slozhnopostroyennykh terrigennykh za-lezhey bobrikovskogo gorizonta (na primere bloka **024 v krayevoy zone Romashkinskogo mestorozhdeniya Respubliki Tatarstan) [Facies-driven strategy for further exploration and development of complex terrigenous deposits of the Bobrikovsky horizon: A case study of the Block 024 in the marginal zone of the Romashkino field, Republic of Tatarstan]. Neftyanaya Provintsiya, No. 3(47), 2026. pp. 52-80. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.3.52-80>. EDN WKBSSR (in Russian)

Введение

Разработка зрелых месторождений-гигантов, таких как Ромашкинское, диктует необходимость перехода от обобщенных региональных моделей к детальному изучению локальных особенностей геологического строения. Практика показывает, что в краевых зонах стандартные сетки скважин часто не учитывают сложную внутреннюю архитектуру песчаных русловых тел, что неизбежно ведет к их преждевременному обводнению. В данной работе рассмотрены пути решения этих проблем на примере блока **024, который включает 23 скважины на площади около 2,25 км². Практическая значимость исследования заключается в поиске ответов на два ключевых вопроса: как пространственно распределены коллекторы с наилучшими свойствами и как оптимально разместить нагнетательные скважины в условиях резкой фациальной изменчивости пласта.

Для поиска ответов обратимся к фациальной диагностике песчаных тел по каротажным кривым. Она опирается на принцип, сформулированный В.С. Муромцевым [1]: форма огибающей кривой самопроизвольной поляризации (ПС) отражает гранулометрический профиль пласта, а значит, описывает гидродинамический режим осадконакопления. Морфологический анализ мотива кривой гамма-каротажа (ГК) дает согласованный результат, поскольку оба каротажа чувствительны к глинистости разреза; конкретные диагностические образы обеих кривых рассмотрены в методической части работы.

Архитектуру меандрирующих аллювиальных систем детально описали R.G. Walker [2] и A.D. Miall [3]. Сама идея восстанавливать обстановку осадконакопления по форме каротажных кривых имеет долгую историю: типизацию образов ПС и ГК для песчаных тел предлагали O. Serra и L. Sulpice [4], R.C. Selley [5] и D.J. Cant [6], обобщение этих схем выполнил M.H. Rider [7], а в отечественной практике, помимо работ В.С. Муромцева, близкие принципы развивает уральская школа литолого-фациального анализа [8]. Влияние седиментационных структур на фильтрацию в русловых коллекторах систематизировал K.J. Weber [9]. Детальный анализ причин неэффективного заводнения во флювиальном терригенном коллекторе показал, что произвольное размещение нагнетательных скважин без учета фациальной структуры является одним из ключевых факторов неудовлетворительного охвата наряду с гетерогенностью фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и минералогической чувствительностью породы к закачиваемой воде [10]. Экспериментально подтверждено, что при $M \gg 1$ развивается вязкостная неустойчивость фронта вытеснения: вода опережающими темпами продвигается по высокопроницаемым интервалам, существенно снижая охват [11, 12]. Если нагнетательная скважина находится в бортовых фациях, нагнетаемая вода, достигнув оси русла, резко ускоряется и прорывается к добывающим скважинам раньше, чем вытеснит нефть из основного объема залежи.

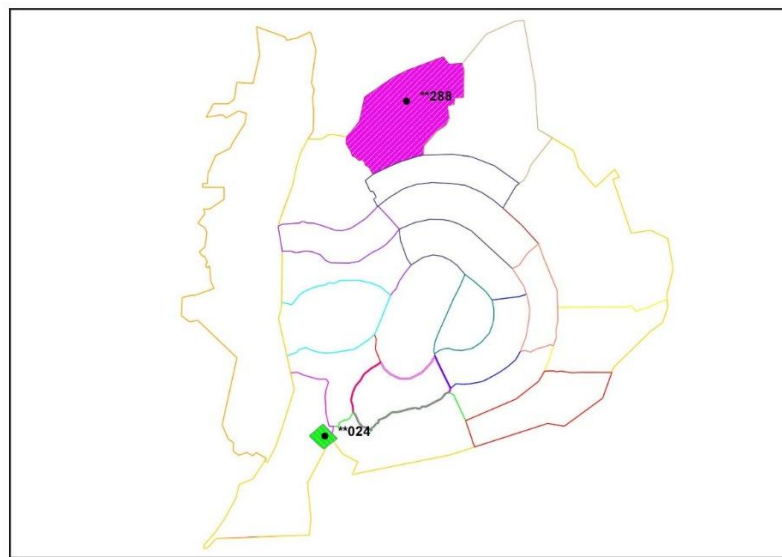
Цель работы — на основе фациальной модели и гидродинамических параметров обосновать концептуальную систему разработки блока **024.

Материал и методы

Объект исследования и исходные данные

Блок **024 расположен в краевой зоне Ромашкинского месторождения. Его положение в структуре месторождения, границы участка показаны на обзорной схеме (Рис. 1); там же отмечено местоположение скв. **288

Сармановской площади, керн которой использован в работе как литологический аналог.



*Рис. 1. Обзорная схема расположения блоков в структуре Ромашкинского месторождения: границы участков, положение скв. **288 Сармановской площади, скв. **024 рассматриваемого участка*

Фактическую основу работы составляют материалы геофизических исследований 23 скважин, вскрывших бобриковский горизонт на площади около 2,25 км². Средняя плотность сетки — порядка 10 скважин на 1 км², что соответствует межскважинным расстояниям 300 – 350 м. Для детальной фациальной реконструкции это достаточно плотная сетка, однако в межскважинном пространстве интерпретация остается прогнозной: границы фациальных тел проводились по генеральному простирацию русловой системы СЗ-ЮВ и контролировались только в точках скважин. Сейсморазведкой 3D покрыта лишь северо-западная часть блока, что также учитывается ниже как ограничение пространственных построений.

Керн в скважинах блока **024 не отбирался. Литологической основой послужил керн скв. **288 Сармановской площади: это тот же стратиграфический интервал визейского терригенного комплекса с общим источником сноса на северо-западе, а каротажные образцы пластов в скв. **288 отвечают тем же электрометрическим моделям, что и в скважинах блока. Поэтому

керновый материал использован только для литологической характеристики пород, а фациальная интерпретация внутри блока опиралась исключительно на данные каротажа.

Из всего разреза горизонта далее рассматриваются только пласты C_{1br2} и C_{1br3}. Причина проста: верхняя глинистая пачка ни в одной из 23 скважин коллекторов не содержит и работает как региональная покрывка, поэтому перспективы блока связаны исключительно с этими двумя пластами.

Стратиграфия и строение горизонта

Бобриковский горизонт (C_{1br}) приурочен к нижневизейскому подъярусу (~340–337 млн лет). В блоке **024 горизонт залегает между тульскими известняками (сверху) и елховско-радаевскими отложениями (снизу) и расчленяется на три подразделения: верхняя глинистая пачка C_{br} (региональная покрывка, 1,52–4,44 м), пласт C_{1br3} (верхний продуктивный) и пласт C_{1br2} (основной продуктивный). Общая толщина горизонта по 23 скважинам: 6,5–14,5 м, средняя — 10,7 м. В региональном контексте Волго-Уральской провинции бобриковский горизонт относится к визейскому терригенному циклу, сложенному аллювиально-прибрежными отложениями, заполнившими эрозионный рельеф поверхности турнейских карбонатов [13].

Литология и палеогеография

Продуктивные пласты сложены мелкозернистыми и алевроитовыми песчаниками серого и темно-серого цвета, нефтенасыщенные разности приобретают желтовато-бурую окраску. Текстура пород неяснослоистая. По данным изучения керна скв. **288 Сармановской площади (литологический аналог в рамках той же стратиграфической единицы; рис. 2) в породах фиксируются ходы илоедов, в ряде интервалов первичная слоистость нарушена

полностью. Интенсивная биотурбация выравнивает проницаемость в горизонтальном и вертикальном направлениях внутри песчаного тела, придавая ему квазиизотропный характер.

Верхняя часть горизонта представлена переслаиванием аргиллитов и алевролитов с прослоями углей и углистых сланцев. Диагенетические преобразования (каолинитизация, пиритизация, сидеритизация) вносят дополнительный вклад в дифференциацию ФЕС: глинизация периферийных фаций снижает проницаемость на 30–60 % относительно ядра русловых тел. Материал сносился с питающей провинции к северо-западу, продуктивные тела ориентированы в направлении СЗ-ЮВ. Примечательно, что в южной части Волго-Уральской провинции (Оренбургская область) бобриковская толща характеризуется как прибрежно-морской переходный комплекс с приливными и барьерными фациями [14], фациальная диагностика по трем независимым методам в блоке **024 указывает на иную меандровую аллювиальную обстановку осадконакопления.

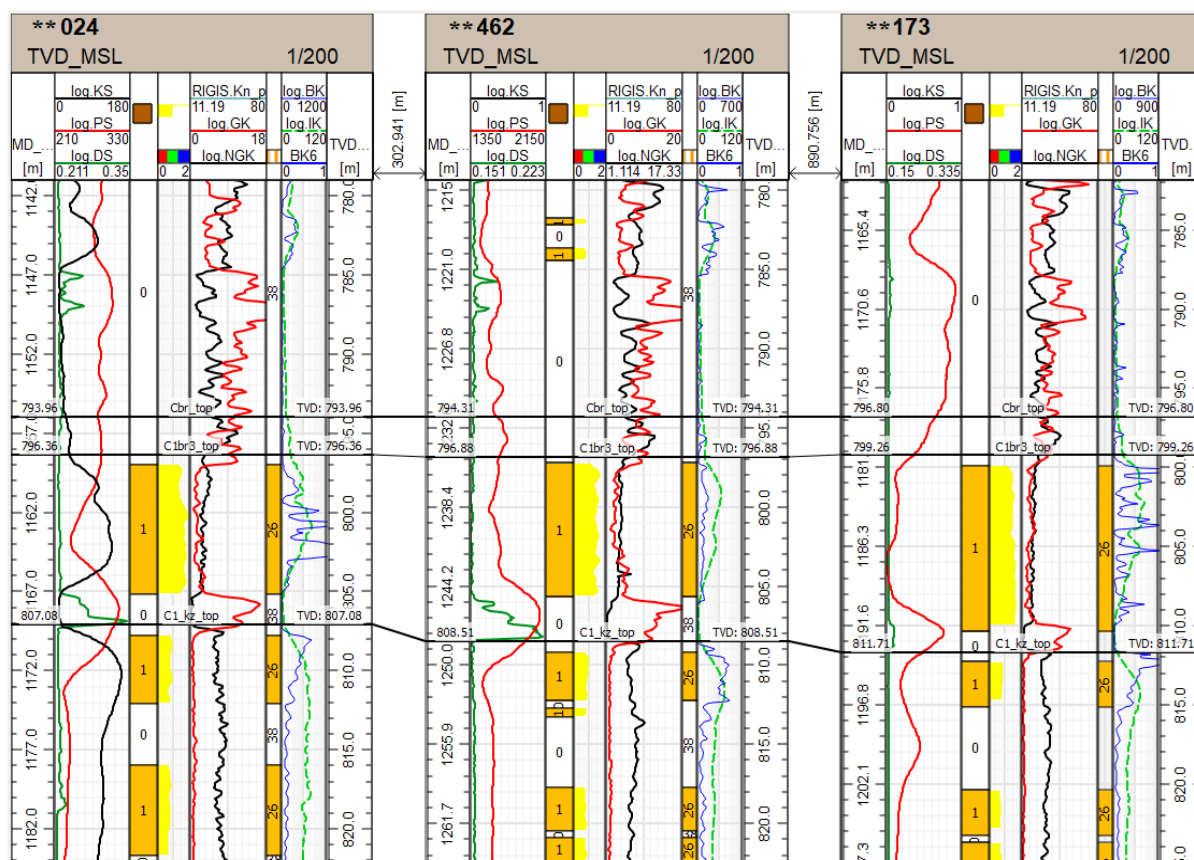


Рис. 2. Керн скв. **288, бобриковский горизонт. 1-й ящик - следы биотурбации (ходы *Planolites*); 2-й ящик - массивная текстура, первичная слоистость уничтожена биотурбацией; 3-й ящик - углистые прослои в кровельной части, характерные для прибрежно-аллювиальной обстановки. Масштаб 5 см

Методы фациальной диагностики

Фациальная интерпретация выполнена тремя независимыми методами; итоговая фация присваивалась скважине при совпадении результатов, а спорные случаи разрешались по количественным критериям, адаптированным к блоку **024 (Табл. 1).

Первый метод — электрометрическая геология В.С. Муромцева [1] (Рис. 3): диагностика генетических типов песчаных тел по форме кривой ПС с учетом мощности, пористости и проницаемости. Блоковая кривая ПС с резкой подошвой характерна для руслового вреза с максимальной энергией потока, симметричная линзовидная — для берегового вала, пальцевидные и зубчатые отклонения — для вторичных русел и конусов прорыва. Ограничение метода известно: форма кривой зависит не только от гранулометрического состава, поэтому в тонкослоистых интервалах диагностика по одной ПС неоднозначна.



Обстановка осадонакопления					Характер элементов электрометрической модели фаций									
Комплекс фаций					Кровельная линия				Боковая линия		Подошвенная линия		Ширина аномалии α ПС, м	
Индекс группы фаций														
Группа фаций														
Формализованная электрометрическая модель группы фаций														
Индекс фаций														
Фация					Знак отклонения кривой α ПС									
					Максимальное значение α ПС									
					Реальная электрометрическая модель фаций									
Континентальная	Аллювиальный	—	Речных русел		1	Русловых отмелей спрямленных рек	—	1,0-0,8		Горизонтальная прямая	Вертикальная волнистая	Горизонтальная прямая	Единицы и десятки	
					2	Русловых отмелей равнинных меандрирующих рек	—	1,0-0,8		Накопленная прямая, волнистая или зубчатая	Вертикальная волнистая	То же	Десятки	
					3	Русловых отмелей фуркирующих рек (горного типа) и временных потоков	—	1,0-0,6		Горизонтальная прямая	Вертикальная рассеченная или зубчатая	То же	Единицы и десятки	
	=	Речных пойм (внешняя часть)			4	Береговых валов	—	0,6-0,5		Накопленная прямая, зубчатая или рассеченная	Отсутствует	То же	Единицы	
					5	Песков разливов	—	0,5-0,4		То же	То же	То же	То же	

Рис. 3. Электрометрические модели песчаных тел [1] и каротажный материал скв. **024, **462, **173

Второй метод — анализ мотивов кривой ГК по Nazeer et al. [15] (Рис. 4): блоковый (blocky) мотив указывает на однородное русловое заполнение, колоколообразный — на ослабевающий поток, пальцевидный и зубчатый типичны для вторичных русел. ГК дает независимую от ПС проверку интерпретации, однако фации с близким содержанием глинистого материала по одному мотиву различаются плохо.

Третий метод — кроссплотный анализ ФЕС. По каждой скважине строились сопоставления Нэфф-Кп и Кп-Кпр, а поля точек, отвечающие разным фациям, разделялись граничными значениями из табл. 1. Роль этого метода — арбитраж: если морфология ПС и мотив ГК расходились, скважина относилась к той фации, в чье поле попадали ее количественные параметры.

Под сходимостью методов здесь и далее понимается доля скважин, в которых все три подхода дали одну и ту же фацию. Совпадающими считались случаи полного согласия «ПС + ГК + кроссплот», пограничными — случаи расхождения морфологических признаков, разрешенные кроссплотным анализом.

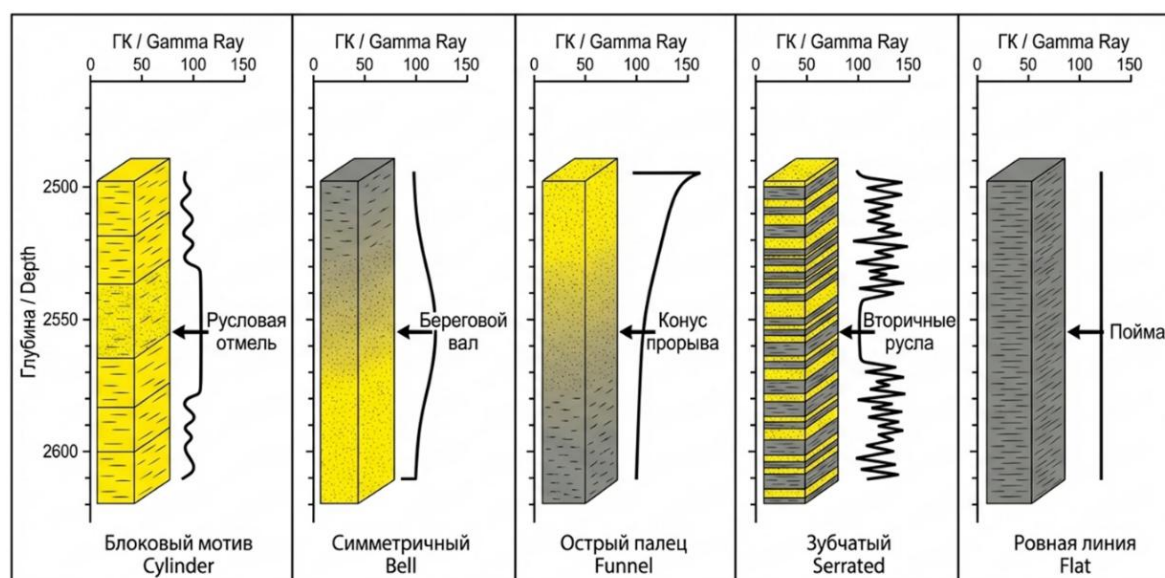


Рис. 4. Мотивы кривой ГК по данным ГИС

Таблица 1

Количественные критерии фациальной классификации

Фация	Нэфф, м	Кп, д.е.	Кпр, мД	Мотив ГК
Русловая отмель	$\geq 4,0$	$\geq 0,23$	≥ 1400	Блоковый / FU
Береговой вал	2,0–3,7	0,22–0,26	1200–1500	Симметричный
Конус прорыва	$< 2,0$	$\geq 0,24$	> 1400	Острый палец (резкая подошва)
Вторичные русла	0,5–2,0	0,18–0,25	850–1400	Пальцевидный / зубчатый
Пойма	$< 0,5$	$< 0,16$	< 850	Ровная линия

Результаты*Верхняя глинистая пачка*

По 23 скважинам мощность 1,52–4,44 м (средняя 2,30 м, минимум в скв. **198, максимум в скв. **67). Интервал устойчиво характеризуется высокими значениями ГК и ровной конфигурацией кривой ПС, коллекторы отсутствуют во всех скважинах. Пачка интерпретируется как пойменные и озерно-болотные осадки завершающего этапа бобриковского осадконакопления, она выполняет роль надежной крышки для нижележащих пластов.

Пласт C_{1br3}

Продуктивный коллектор выделен в 20 из 23 скважин, в скв. **174, **820 и **30 пласт водонасыщен или отсутствует. Анализ тремя методами выявляет пять фациальных типов (Табл. 2).

Таблица 2

Фациальная характеристика пласта C_{1br3}

Фация	Скважины	Нэфф ср., м	Кп ср.	Кпр ср., мД	Мотив ГК
Русловая отмель	**819, **761, **173, **175, **234, **818, **462	5,16	0,239	1418,9	Цилиндр/блок
Береговой вал	**762, **243, **024, **244	2,81	0,242	1343,6	Симметричный
Конус прорыва	**217, **67	1,77	0,249	1474,5	Острый палец
Вторичные русла	**211, **213, **210, **189, **172, **361, **198	1,30	0,202	1184,9	Пальцевид- ный/зубчатый
Пойма	**30, **174, **820	≈ 0	-	-	Ровная линия

Комплексный анализ показал высокую надежность выбранных критериев: в 19 из 23 скважин (83 %) все три независимых метода дали одну и ту же фациальную характеристику пласта C_{1br3} . В оставшихся четырех скважинах расхождения морфологических методов разрешены кроссплотным анализом.

Пласт C_{1br2}

Пласт C_{1br2} по ФЕС превосходит C_{1br3} , коллектор выделен в 21 из 23 скважин (Табл. 3).

Таблица 3

Фациальная характеристика пласта C_{1br2}

Фация	Количество скважин	Нэфф ср., м	Кп ср.	Кпр ср., мД	Сходимость методов
Русловая отмель	7	4,52	0,263	1573,1	3/3
Береговой вал	6	3,25	0,245	1461,2	3/3
Конус прорыва	1 (**820)	1,11	0,284	1749,1	3/3 (особый тип)
Вторичные русла	7	2,09	0,213	1278,3	3/3 (**818 погран.)
Пойма	2	≈0	-	-	3/3

Для нижележащего пласта результаты фациальной диагностики оказались более однозначными: сходимость составила 87 % (20 из 23 скважин). Средняя пористость русловой отмели выше, чем в C_{1br3} , на 10 % (0,263 против 0,239), проницаемость — на 10,9 % (1573,1 против 1418,9 мД). Конус прорыва скв. **820 (Кпр = 1749,1 мД при Н = 1,11 м) выделяется как особый тип: минимальная мощность при максимальной проницаемости по площади — типичный признак высокоотсортированного тела, сформированного при прорыве берегового вала.

Латеральная миграция палеорула

Сопоставление фацальной принадлежности в двух пластах показало: из 23 скважин 15 (65 %) сохраняют стабильную фацию или усиление коллектора в той же зоне, шесть (26 %) фиксируют наступание русла при переходе от C_{1br3} к C_{1br2}, две (9 %) фиксируют отступление (Рис. 5). Такая асимметрия закономерна.

Таблица 4

Вертикальная миграция фаций и итоговое зонирование

Номер скважины	Фация C _{1br3}	Фация C _{1br2}	Тренд	Итоговая зона
**234	Русловая отмель	Русловая отмель	= стаб.	Ось русла
**761	Русловая отмель	Русловая отмель	= стаб.	Ось русла
**462	Русловая отмель	Русловая отмель	= стаб.	Ось русла
**173	Русловая отмель	Русловая отмель	= стаб.	Ось русла
**175	Русловая отмель	Русловая отмель	= стаб.	Ось русла
**024	Береговой вал	Русловая отмель	↑↑ наступание	Край русла
**189	Вторичное русло	Русловая отмель	↑↑ наступание	Край русла
**818	Русловая отмель	Вторичное русло	↓↓ отступление	Край русла
**819	Русловая отмель	Береговой вал	↓ отступление	Край русла
**762	Береговой вал	Береговой вал	= стаб.	Береговой вал
**243	Береговой вал	Береговой вал	= стаб.	Береговой вал
**244	Береговой вал	Береговой вал	= стаб.	Береговой вал
**210	Вторичное русло	Береговой вал	↑ нарастание	Береговой вал
**217	Конус	Береговой вал	↑ нарастание	Береговой вал
**211	Вторичное русло	Вторичное русло	= стаб.	Вторичное русло
**213	Вторичное русло	Вторичное русло	= стаб.	Вторичное русло
**172	Вторичное русло	Вторичное русло	= (усил.)	Вторичное русло
**198	Вторичное русло	Вторичное русло	= стаб.	Вторичное русло
**67	Конус	Вторичное русло	↓ отступление	Вторичное русло
**174	Пойма	Вторичное русло	↑ нарастание	Вторичное русло
**820	Пойма	Конус прорыва	↑ прорыв	Конус прорыва
**30	Пойма	Пойма	= стаб.	Пойма
**361	Вторичное русло	Пойма	↓ отступление	Пойма

Подобное распределение фаций отражает классическую динамику меандрирующей речной системы: русло мигрировало во времени, смещаясь в латеральном направлении. При этом можно выделить стабильное ядро (скв. **234, **761, **462, **173, **175), где русловая обстановка сохранялась на протяжении всего бобриковского времени. На флангах картина более изменчива: если в районе скважин **024 и **189 фиксируется наступание меандра в период формирования пласта C_{1br2}, то на востоке (скв. **818 и **819), напротив, наблюдается отступление русла и переход к периферийным фациям. Именно транзитная, стабильная ось обоих пластов должна стать геометрическим каркасом для проектирования системы поддержания пластового давления (ППД).

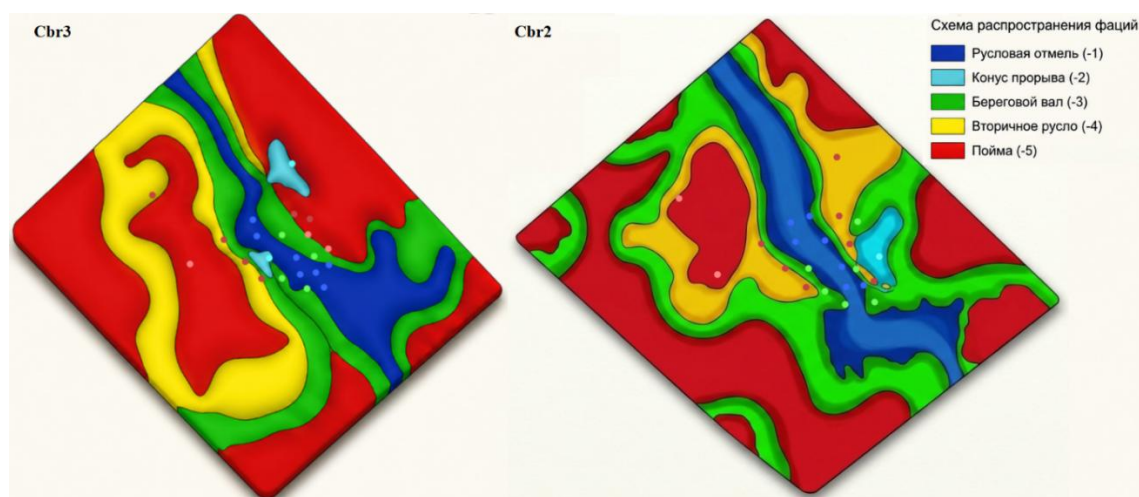


Рис. 5. Площадное распространение фаций пластов C_{1br3} и C_{1br2}

Зональная неоднородность ФЕС

Таблица 5

Зональная неоднородность ФЕС и ранжирование территории

Зона	Кпр ср., мД (C _{1br3} / C _{1br2})	Нэфф сум., м	Контраст К к оси	Зона продуктивности
Ось стабильного русла	1418,9 / 1573,1	~10,0	-	I (максимальная)
Края русла (**024, **189)	1308,9 / 1646,2	~7,5	0,96–1,08	II (высокая)
Береговой вал	1343,6 / 1461,2	~6,1	1,06–1,08	II (высокая)
Вторичные русла	1184,9 / 1278,3	~3,4	1,20–1,23	III (средняя)
Пойма	-	~0	-	IV (низкая)

Контраст проницаемостей «ось русла / вторичные русла» составляет 1,2 (C_{1br3}) и 1,23 (C_{1br2}). Это умеренный, не барьерный контраст: бортовые зоны допускают гидродинамическое взаимодействие с осью. Для формализованной оценки влияния зональной неоднородности на охват заводнением применяется коэффициент вариации проницаемости Дайкстры - Парсонса (VDP), связывающий статистику распределения $K_{пр}$ по разрезу с ожидаемым охватом при заданных M и водонефтяном факторе [16].

Физические свойства флюидов и пластовые условия

Начальное пластовое давление, определенное по кривой восстановления давления (КВД) в скв. **024, составляет $P_{пл} = 11,5$ МПа. Пластовая температура невысокая — 24 °С, чем объясняется повышенная вязкость нефти в пластовых условиях: динамическая $\mu_o = 25,0$ мПа·с.

Таблица 6

Физические свойства флюидов и параметры пласта

Параметр	Значение
Начальное пластовое давление	11,5 МПа
Пластовая температура	24 °С
Вязкость нефти пластовая	25,0 мПа·с
Вязкость нефти поверхностная	32,0 мПа·с (кинем. 35,8 сСт)
Плотность нефти пластовая	0,869 г/см ³
Плотность нефти поверхностная	0,892 г/см ³
Объемный коэффициент нефти	1,045
Сжимаемость породы (β_p)	$17,2 \cdot 10^{-5}$ (1/МПа)
Вязкость воды при 24 °С	1,57 мПа·с

Соотношение подвижностей

Поскольку лабораторные данные по кривым относительных фазовых проницаемостей (ОФП) для блока **024 на данный момент отсутствуют, в расчетах использовались справочные значения концевых относительных проницаемостей из КППА: $k_{ro}(S_{wi}) = 0,65$ и $k_{rw}(S_{or}) = 0,09$. При пластовой

температуре 24 °С вязкость воды составляет 1,57 мПа·с, а динамическая вязкость нефти — 25,0 мПа·с. Расчет соотношения подвижностей (М) проводился по классической формуле:

$$M = \frac{K_{rw}}{K_{ro}} \cdot \frac{\mu_0}{\mu_w} = \frac{0,09}{0,65} \cdot \frac{25}{1,57} \approx 2,2.$$

Полученное значение указывает на то, что нагнетаемая вода более чем в два раза подвижнее пластовой нефти. Использование справочных ОФП — основной источник неопределенности этой оценки, поэтому параметр потребует верификации на керне при бурении новых скважин. Главным физическим следствием такого дисбаланса становится развитие вязкостной неустойчивости фронта вытеснения и опережающий прорыв воды: как показывают экспериментальные исследования [11, 12], при $M > 1$ охват вытеснением резко снижается и не восстанавливается даже при существенном увеличении объемов закачки.

Само по себе $M = 2,2$ не опровергает стратегию внутрирусловой закачки — напротив, делает ее выбор вынужденным. Раз вязкостное каналирование неизбежно при любой системе заводнения, задача состоит не в его исключении, а в том, чтобы канал воды проходил через нефтенасыщенный объем оси русла, а не уходил по бортовым зонам мимо основного коллектора.

Обсуждение

Предлагаемая система разработки строится на двух независимых основаниях: фациальной модели (расположение и качество коллектора) и гидродинамическом анализе ($M = 2,2$, контраст проницаемостей 1,2–1,23). Сразу подчеркнем статус этих предложений: речь идет о концептуальной схеме, жизнеспособность которой оценивается ниже на прогнозной гидродинамической модели, а условия ее практической реализации отдельно оговорены в конце раздела.

Принципы размещения добывающих скважин

Приоритет зоны I: ось стабильного палеорула. Пять скважин (**234, **761, **462, **173, **175) стабильно занимали русловое положение в обоих пластах. Суммарная эффективная мощность здесь достигает 10,6 м при средней $K_{пр}$ 1418,9–1573,1 мД. Уплотняющее бурение должно ориентироваться прежде всего на ось СЗ-ЮВ: отклонение скважины от оси резко повышает вероятность вскрытия бортовых фаций с $K_{пр} < 1400$ мД.

Зона II: края русла и береговые валы. Сква. **024 и **189 вовлекаются в русловую зону только в C_{1br2} ($K_{пр} = 1677,7–1614,6$ мД), тогда как в C_{1br3} они занимают периферийные фации. Это создает межпластовую неоднородность, которую нужно учитывать: раздельный учет добычи по пластам здесь наиболее информативен. Береговые валы (сква. **762, **243, **244, **210, **217) обеспечивают умеренный, но стабильный дебит, их вовлечение рационально на второй очереди бурения.

Зоны III и IV: вторичные русла и пойма. Ввод скважин в зонах с $K_{пр} < 1400$ мД (вторичные русла) и тем более в пойменных зонах целесообразен лишь при условии высокой нефтенасыщенности и достаточной мощности. Исключение: сква. **820 (конус прорыва, $K_{пр} = 1749$ мД при $H = 1,11$ м) потенциально интересна как объект с аномально высокими ФЕС.

Обоснование комбинированной системы ППД

При зональной неоднородности ФЕС и высоком M точка нагнетания воды — ключевой фактор охвата заводнением [10]. Для таких объектов логично рассматривать два подхода: краевое и внутрирусловое нагнетание (Табл. 7).

Таблица 7

Сравнение сценариев размещения ППД

Критерий	Сценарий А: нагнетание в бортах	Сценарий Б: нагнетание в оси русла
Приемистость нагн. скв.	Относительно низкая ($K_{пр} = 850\text{--}1400$ мД)	Высокая ($K_{пр} = 1400\text{--}1800$ мД)
Риск ГРП	Повышенный (высокое $R_{наг}$)	Минимальный
Фронт вытеснения при $M = 2,2$	Деформированный, прорыв по оси	Более равномерный, вынос по оси
Охват бортовых зон	Низкий (вода обтекает)	Умеренный (подпор через К-контраст)
Целики нефти	В оси и на бортах	Преимущественно на дальних бортах

В первом случае нагнетаемая вода вынуждена преодолевать зону относительно пониженной проницаемости (850–1400 мД). Для поддержания приемистости потребуются высокое давление нагнетания, что увеличивает риск гидроразрыва в бортовых зонах. Но главная проблема в другом: достигнув высокопроницаемой осевой зоны, вода резко ускоряется. Это приведет к прорыву воды к добывающим скважинам, оставляя на периферии значительные целики невытесненной нефти (Рис. 6).

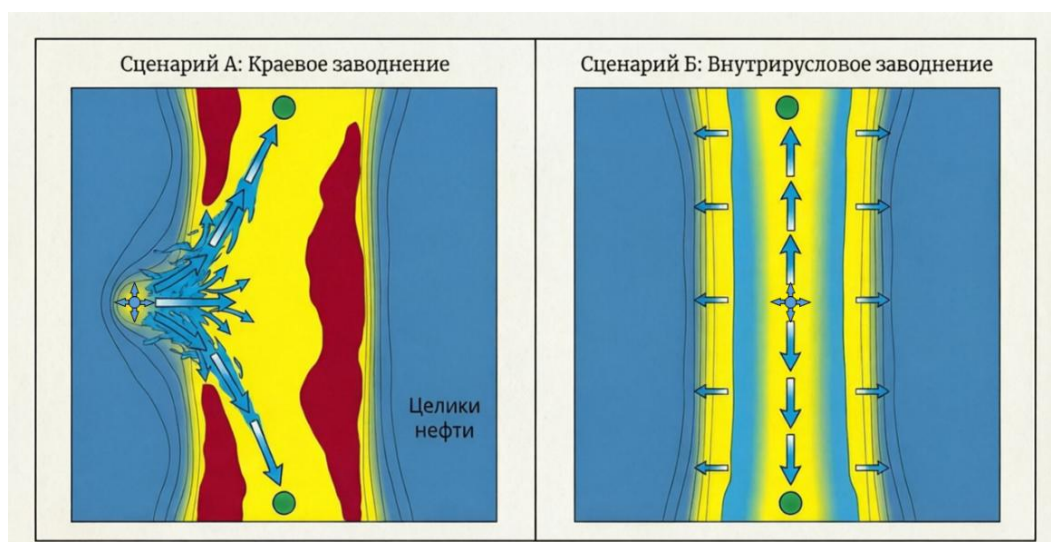


Рис. 6. Концептуальные схемы сценариев заводнения: А — краевое нагнетание, Б — комбинированная система с внутрirusловыми очагами

Иная картина формируется при организации нагнетания непосредственно внутри контура русловой отмели (1400–1800 мД). Здесь высокая приемистость позволяет работать на безопасных давлениях, а вода распространяется вдоль оси, вытесняя нефть из основного коллекторного тела.

При неблагоприятном соотношении подвижностей ($M = 2,2$) ранний прорыв закачиваемой воды вдоль высокопроницаемой оси русла неизбежен: вода идет по пути наименьшего сопротивления. Однако именно эта центральная зона концентрирует в себе основной объем подвижных запасов. Внутрирусловое нагнетание позволяет использовать высокопроводящий канал для направленного и быстрого вытеснения нефти из главного коллекторного тела до достижения критических значений обводненности.

Роль системы ППД для периферийных бортовых фаций в этом сценарии существенно меняется: активного вытеснения водой здесь не происходит, поскольку поток не рассеивается в сторону зон с относительно пониженной проницаемостью. Вместо этого высокопроницаемая ось, в которую ведется интенсивная закачка, начинает работать как протяженный линейный источник высокого давления. Формируется упругий гидродинамический подпор, который поддерживает энергетику бортовых зон, предотвращает падение давления ниже давления насыщения и позволяет добывающим скважинам дренировать краевые участки за счет упругого расширения флюидов, снижая риск их преждевременного обводнения нагнетаемой водой (Рис. 7). Полностью этот риск не снимается, поэтому ранние прорывы воды для такой системы должны оставаться предметом отдельного мониторинга.

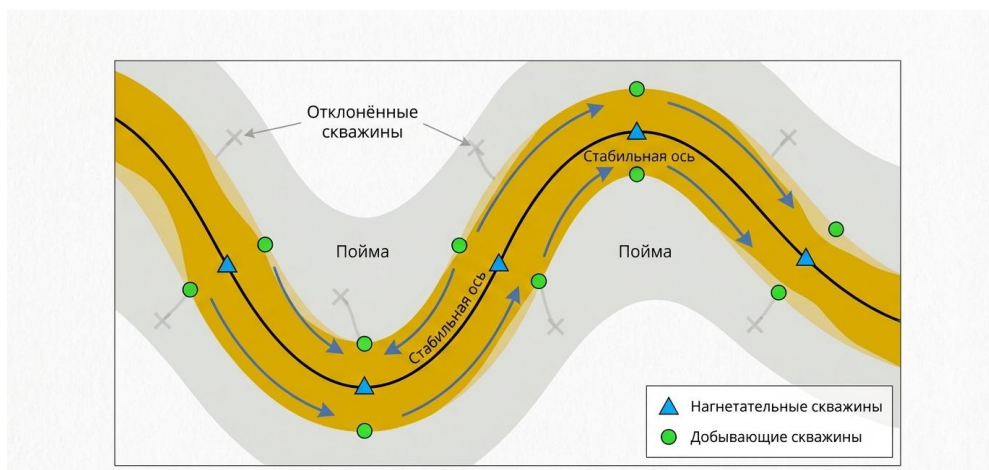


Рис. 7. Концептуальная схема размещения добывающего и нагнетательного фонда (сценарий Б)

Таким образом, схема исключительно краевого заводнения (сценарий А) в данных условиях вряд ли обеспечит целевой охват пласта вытеснением из-за высокого риска вязкостного каналирования. Предлагается комбинированный подход: краевое воздействие в сочетании с внутриусловными очагами нагнетания (сценарий Б). Он превращает наиболее проницаемые зоны пласта в каналы поддержания давления и создает гидродинамический подпор для вовлечения в разработку менее проницаемых периферийных фаций.

Прогнозная оценка эффективности стратегии на основе гидродинамического моделирования

Логическим продолжением фациального анализа стало построение прогнозных моделей, позволяющих оценить жизнеспособность предложенной стратегии. Основной вопрос заключался в том, сможет ли дифференцированный подход к заводнению преодолеть негативное влияние вязкостного каналирования ($M = 2,2$) в условиях сложной архитектуры русла.

С этой целью на геолого-гидродинамической модели были рассчитаны три сценария. Первый — разработка залежи на режиме истощения. Второй — организация приконтурного заводнения, оконтуривающего залежь. Третий развивает второй: к приконтурному заводнению в нескольких

вариациях добавляются внутриконтурные очаги нагнетания за счет перевода части добывающего фонда под закачку.

Анализ энергетического состояния залежи показал критическую важность раннего ввода системы ППД. При работе «на истощение» пластовое давление к 2045 г. снижается до 3 МПа (Рис. 8). В условиях повышенной вязкости нефти (25,0 мПа·с) такая просадка приведет к массовой дегазации и «запиранию» запасов в пласте из-за падения фазовой проницаемости. Приконтурное заводнение стабилизирует систему на уровне около 10 МПа, и только ввод внутриусловых скв. **173, **462 и **174 под нагнетание позволяет не только компенсировать отборы, но и восстановить пластовое давление до 12,4 МПа.

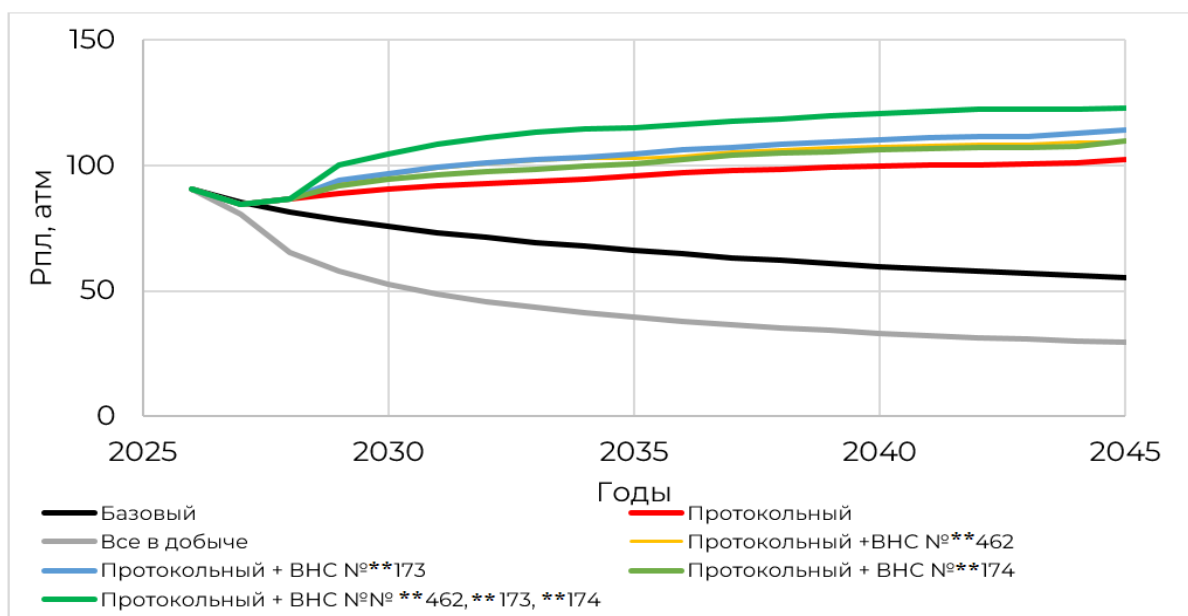


Рис. 8. Прогноз изменения пластового давления по сценариям разработки, блок **024

Физический смысл превосходства этой схемы — в упругом подпоре, создаваемом в ядре русла: нагнетание в наиболее проницаемые зоны (ось палеорусла) ограничивает путь наименьшего сопротивления для краевых вод. По расчетам фронт вытеснения движется равномернее и вовлекает нефтенасыщенные участки бортовых фаций, которые при обычной схеме были бы обойдены водой.

Результаты по накопленной добыче нефти (Рис. 9) подтверждают эти выводы: комбинированный сценарий, сочетающий краевое и внутрирусловое воздействие, демонстрирует максимальную эффективность с выходом к 2045 г. на уровень более 1,8 млн т. Причем разрыв между предлагаемым и остальными вариантами со временем только увеличивается, что говорит в пользу долгосрочной устойчивости фациально-ориентированной системы.

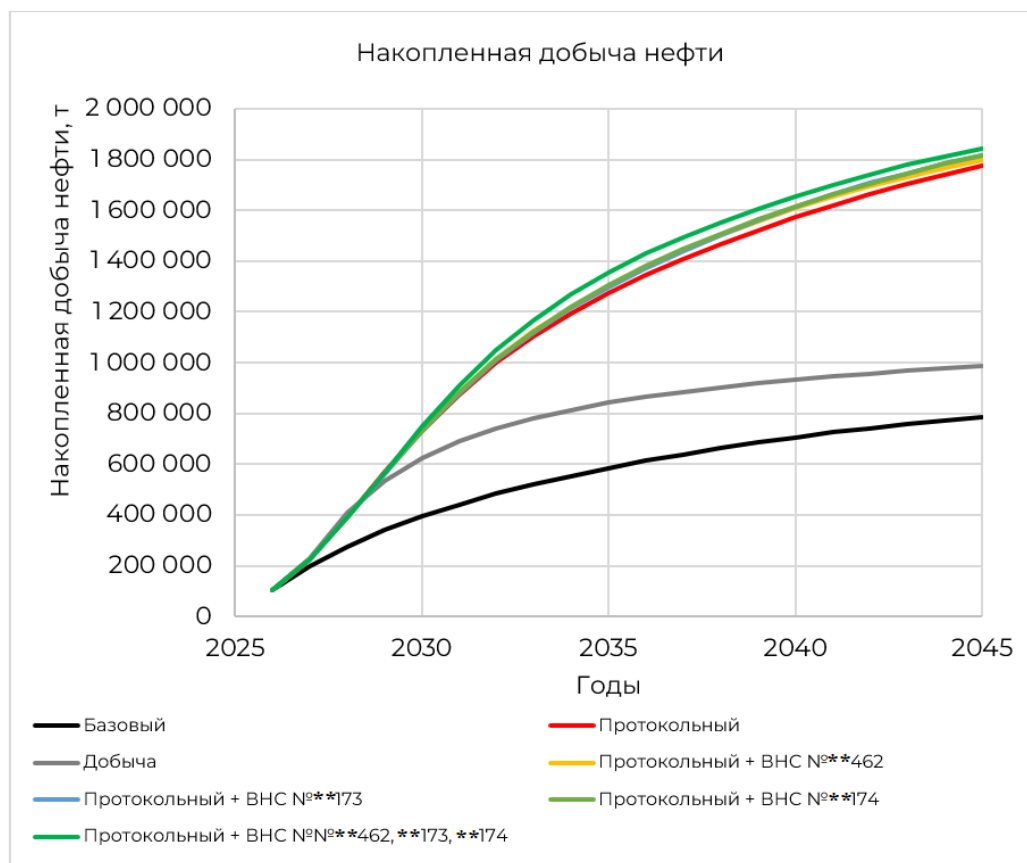


Рис. 9. Прогноз накопленной добычи нефти по сценариям разработки, блок **024

Алгоритм доразведки и поэтапного ввода залежи в разработку

Стратегия освоения блока **024 строится на принципе последовательного снижения геологических рисков: результаты фациального анализа должны напрямую направлять процесс бурения. В первую очередь необходимо доразведать юго-восточный и северо-западный фланги. Юго-восточная граница залежи на данный момент наименее изучена, поскольку сейсморазведка 3D покрывает только северо-западную часть площади. Поэтому

бурение следует начинать именно на этих флангах, шаг за шагом продвигаясь вдоль прогнозируемой оси палеоруслу. Такой подход позволяет гибко управлять фондом: скважины, вскрывшие нефтенасыщенный коллектор, расширяют контур нефтеносности как добывающие, тогда как попадание за контур или в зону водонефтяного контакта (ВНК) позволит оперативно перевести их под нагнетание, формируя фронт ППД.

Критически важный элемент алгоритма - непрерывная фациальная верификация. Перед заложением каждой новой скважины требуется детальная перекорреляция по ближайшему разбуренному фонду для уточнения контуров русловой отмели. Если прогнозируемая траектория выходит за пределы целевой фации, точку входа в пласт необходимо оперативно пересматривать. Для минимизации рисков в межскважинном пространстве рекомендуется привлекать методы спектральной декомпозиции сейсмического сигнала — там, где есть съемка 3D, — они позволяют точнее картировать границы русла.

Размещение добывающего фонда планируется вдоль стабильной оси палеоруслу с оптимальным расстоянием между скважинами 400–500 м. В зонах, где эффективная мощность пласта опускается ниже 5 м, рациональным решением станет использование горизонтального заканчивания со стволом длиной 300–400 м, ориентированным вдоль генерального направления руслового тела.

Формирование системы ППД должно осуществляться на основании комбинированного подхода, где ключевую роль играют очаги нагнетания, размещенные внутри контура русловой отмели (предпочтительно в зонах максимального развития пласта C_{1br2}), в сочетании с краевым воздействием. Для поддержания пластовой энергии необходимо обеспечить уровень давления не менее 85 % от начального ($\geq 9,9$ МПа). Учитывая неизбежность ранних прорывов воды при неблагоприятном соотношении подвижностей ($M = 2,2$), система мониторинга должна включать ежеквартальный

контроль дебитов и обводненности. При достижении критических значений обводненности (более 80 %) следует рассматривать варианты изоляции высокопроводящих интервалов или переориентацию потоков нагнетания.

Ограничения исследования и статус предлагаемых решений

Первое ограничение — плотность фактических данных. Фациальные карты построены по 23 скважинам: контроль интерпретации есть только в их точках, а в межскважинном пространстве границы тел проведены исходя из генерального простираия русловой системы и электрометрических аналогий. Для флювиальных систем с их высокой латеральной изменчивостью такие построения неизбежно содержат зоны неопределенности — прежде всего на флангах блока (Рис. 5). Уточнить положение русловых тел могли бы атрибутный анализ и спектральная декомпозиция сейсмических данных, однако съемка 3D покрывает только северо-западную часть площади; на остальной территории карты фаций следует рассматривать как прогнозные.

Второе ограничение связано с гидродинамической частью. Расчет соотношения подвижностей выполнен по справочным кривым ОФП, лабораторных исследований керна по блоку нет. Поэтому и величина $M = 2,2$, и результаты прогнозного моделирования характеризуют ожидаемую, а не доказанную динамику вытеснения: они позволяют корректно сравнивать сценарии между собой, но требуют проверки на керне новых скважин, уточненных ОФП и фактических данных разработки. Схемы на рис. 6 и 7 являются концептуальными; по мере адаптации модели их следует дополнить картами линий тока, распределением давления и динамикой обводненности.

Наконец, о статусе предлагаемых решений. Описанная фациально-ориентированная стратегия — это научно-методическая рекомендация для рассматриваемого блока, а не основание для внесения изменений в действующий проектно-технологический документ. Для перехода от концепции к проектным решениям потребуются отбор и исследование керна в новых

скважинах, уточнение относительных фазовых проницаемостей, верификация гидродинамической модели на истории разработки и оценка технологических рисков внутриусловой закачки.

Выводы

Исследование показало, что бобриковский горизонт блока **024 представляет собой классическую меандрирующую аллювиальную систему с ярко выраженной латеральной миграцией русла во времени. Детальная реконструкция фациального облика по данным 23 скважин позволила выделить стабильную осевую зону палеоруsla, характеризующуюся максимальными толщинами (до 10,6 м) и высокими фильтрационными свойствами (1400–1800 мД).

Ключевым вызовом для разработки объекта является неблагоприятное соотношение подвижностей флюидов ($M = 2,2$), обусловленное повышенной вязкостью пластовой нефти. В этих условиях традиционные схемы заводнения становятся малоэффективными из-за неизбежного вязкостного каналирования воды. Наш анализ позволяет предположить, что наиболее рациональным решением станет переход к комбинированной системе поддержания пластового давления: сочетание краевого воздействия с размещением нагнетательных скважин непосредственно в контуре русловых отмелей превращает высокую проницаемость оси русла из фактора риска (преждевременных прорывов) в фактор успеха, обеспечивая вытеснение нефти из основного коллекторного тела.

Гидродинамические расчеты показали: при значительном контрасте проницаемости и неблагоприятном соотношении подвижностей флюидов именно пространственная геометрия фациальных тел выступает определяющим фактором эффективности заводнения. Использование оси палеоруsla для создания зоны повышенного давления (за счет скв. **173, **462 и **174) сдерживает опережающие прорывы воды и в прогнозных расчетах

обеспечивает максимальную накопленную добычу — более 1,8 млн т., следовательно, в условиях выраженной гетерогенности коллектора стратегия разработки должна опираться на детальную архитектуру русловых систем, а не на усредненные петрофизические показатели пласта.

Предложенная фациально-ориентированная модель снижает риски при доразведке флангов блока **024. После дополнительной верификации — прежде всего на керне и фактических данных разработки — подход может быть апробирован на аналогичных сложнопостроенных объектах краевых зон Ромашкинского месторождения в интересах повышения конечного коэффициента извлечения нефти.

Список литературы

1. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел - литологических ловушек нефти и газа. - Л. : Недра ; Ленингр. отд-ние, 1984. - 260 с.
2. Walker R.G. Facies Model 3: Sandy Fluvial Systems // *Geoscience Canada*. - 1976. - Vol. 3, No. 2. - URL: <https://journals.lib.unb.ca/index.php/GC/article/view/1141> (date of access: 09.06.2026).
3. Miall A.D. The Geology of Fluvial Deposits: Sedimentary Facies, Basin Analysis, and Petroleum Geology. - Berlin ; Heidelberg : Springer, 1996. - 582 p.
4. Serra O., Sulpice L. Sedimentological analysis of shale-sand series from well logs // *Transactions of the SPWLA 16th Annual Logging Symposium, New Orleans, June 4-7, 1975*. - Houston : Society of Professional Well Log Analysts, 1975. - Paper W.
5. Selley R.C. Concepts and methods of subsurface facies analysis // *AAPG Continuing Education Course Note Series*. - Tulsa : American Association of Petroleum Geologists, 1978. - No. 9.
6. Cant D.J. Subsurface facies analysis // *Facies Models: Response to Sea Level Change* / eds. R.G. Walker, N.P. James. - St. John's : Geological Association of Canada, 1992. - P. 27-45.
7. Rider M.H. The Geological Interpretation of Well Logs. - 2nd ed. - Caithness : Whittles Publishing, 1996.
8. Алексеев В.П. Литолого-фациальный анализ : учебно-методическое пособие. - Екатеринбург : Изд-во УГГГА, 2002. - 147 с.
9. Weber K.J. Influence of common sedimentary structures on fluid flow in reservoir models // *Journal of Petroleum Technology*. - 1982. - Vol. 34, No. 3. - P. 665-672. - DOI 10.2118/9247-PA.
10. Mechanisms of Waterflood Inefficiency: Analysis of Geological, Petrophysical and Reservoir History, a Field Case Study of FWU (East Section) / A. Morgan [et al.] // *Energies*. - 2024. - Vol. 17, No. 7. - P. 1565. - DOI 10.3390/en17071565.
11. Effect of Viscosity Action and Capillarity on Pore-Scale Oil-Water Flowing Behaviors in a Low-Permeability Sandstone Waterflood / Z. Dong [et al.] // *Energies*. - 2021. - Vol. 14, No. 24. - P. 8200. - DOI 10.3390/en14248200.

12. Kargozarfard Z., Riazi M., Ayatollahi Sh. Viscous fingering and its effect on areal sweep efficiency during waterflooding: an experimental study // *Petroleum Science*. - 2018. - Vol. 16. - P. 105-116. - DOI 10.1007/s12182-018-0258-6.
13. Peterson J.A., Clarke J.W. Geology of the Volga-Ural petroleum province and detailed description of the Romashkino and Arlan oil fields : Open-File Report 83-711 / United States Department of The Interior. - Missoula ; Reston, 1983. - 90 p.
14. Szilágyi Sebők S., Csató I., Nemes I. Sedimentology and depositional system of a transitional shallow marine - coastal complex, Lower Visean deposits in the Central Volga-Ural Petroleum Province, Orenburg // *Central European Geology*. - 2021. - Vol. 64, No. 2. - P. 113-132. - DOI 10.1556/24.2021.00006.
15. Nazeer A., Abbasi S.A., Solangi S.H. Sedimentary facies interpretation of Gamma Ray (GR) log as basic well logs in Central and Lower Indus Basin of Pakistan // *Geodesy and Geodynamics*. - 2016. - Vol. 7, No. 6. - P. 432-443. - DOI 10.1016/j.geog.2016.06.006.
16. El Sharawy M.S. Analysis of Vertical Heterogeneity Measures Based on Routine Core Data of Sandstone Reservoirs // *Geosciences*. - 2025. - Vol. 15, No. 3. - 22 p. - DOI 10.3390/geosciences15030098.

References

1. Muromtsev V.S. Electrometric geology of sand bodies - lithological traps of oil and gas. Leningrad: Leningrad branch of Nedra Publ., 1984. 260 p. (in Russian)
2. Walker R.G. Facies Model 3: Sandy Fluvial Systems // *Geoscience Canada*. - 1976. - Vol. 3, No. 2. - URL: <https://journals.lib.unb.ca/index.php/GC/article/view/1141> (date of access: 09.06.2026).
3. Miall A.D. The Geology of Fluvial Deposits: Sedimentary Facies, Basin Analysis, and Petroleum Geology. - Berlin ; Heidelberg : Springer, 1996. - 582 p.
4. Serra O., Sulpice L. Sedimentological analysis of shale-sand series from well logs // *Transactions of the SPWLA 16th Annual Logging Symposium*, New Orleans, June 4-7, 1975. - Houston : Society of Professional Well Log Analysts, 1975. - Paper W.
5. Selley R.C. Concepts and methods of subsurface facies analysis // *AAPG Continuing Education Course Note Series*. - Tulsa : American Association of Petroleum Geologists, 1978. - No. 9.
6. Cant D.J. Subsurface facies analysis // *Facies Models: Response to Sea Level Change* / eds. R.G. Walker, N.P. James. - St. John's : Geological Association of Canada, 1992. - P. 27-45.
7. Rider M.H. The Geological Interpretation of Well Logs. - 2nd ed. - Caithness : Whittles Publishing, 1996.
8. Alekseev V.P. Lithofacies analysis. - Yekaterinburg : Ural State Mining and Geological Academy Publ., 2002. - 147 p. (in Russian)
9. Weber K.J. Influence of common sedimentary structures on fluid flow in reservoir models // *Journal of Petroleum Technology*. - 1982. - Vol. 34, No. 3. - P. 665-672. - DOI 10.2118/9247-PA.
10. Mechanisms of Waterflood Inefficiency: Analysis of Geological, Petrophysical and Reservoir History, a Field Case Study of FWU (East Section) / A. Morgan [et al.] // *Energies*. - 2024. - Vol. 17, No. 7. - P. 1565. - DOI 10.3390/en17071565.
11. Effect of Viscosity Action and Capillarity on Pore-Scale Oil-Water Flowing Behaviors in a Low-Permeability Sandstone Waterflood / Z. Dong [et al.] // *Energies*. - 2021. - Vol.14, No. 24. - P. 8200. - DOI 10.3390/en14248200.
12. Kargozarfard Z., Riazi M., Ayatollahi Sh. Viscous fingering and its effect on areal sweep efficiency during waterflooding: an experimental study // *Petroleum Science*. - 2018. - Vol. 16. - P. 105-116. - DOI 10.1007/s12182-018-0258-6.

13. Peterson J.A., Clarke J.W. Geology of the Volga-Ural petroleum province and detailed description of the Romashkino and Arlan oil fields : Open-File Report 83-711 / United States Department of The Interior. - Missoula ; Reston, 1983. - 90 p.
14. Szilágyi Sebők S., Csató I., Nemes I. Sedimentology and depositional system of a transitional shallow marine - coastal complex, Lower Visean deposits in the Central Volga-Ural Petroleum Province, Orenburg // Central European Geology. - 2021. - Vol. 64, No. 2. - P. 113-132. - DOI 10.1556/24.2021.00006.
15. Nazeer A., Abbasi S.A., Solangi S.H. Sedimentary facies interpretation of Gamma Ray (GR) log as basic well logs in Central and Lower Indus Basin of Pakistan // Geodesy and Geodynamics. - 2016. - Vol. 7, No. 6. - P. 432-443. - DOI 10.1016/j.geog.2016.06.006.
16. El Sharawy M.S. Analysis of Vertical Heterogeneity Measures Based on Routine Core Data of Sandstone Reservoirs // Geosciences. - 2025. - Vol. 15, No. 3. - 22 p. - DOI 10.3390/geosciences15030098.

Сведения об авторах

Сафиуллин Тимур Альбертович, инженер 1-й категории, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Тельмана, 88
E-mail: SafiullinTA@tatneft.ru

Назаров Азамат Азифович, начальник отдела создания геологических моделей, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Тельмана, 88
E-mail: NazarovAA@tatneft.ru

Дехтярев Вячеслав Александрович, начальник управления по геологии и геологическому моделированию, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Тельмана, 88
E-mail: DekhtyarevVA@tatneft.ru

Сираев Эльнар Камирович, начальник отдела анализа данных и первичной настройки моделей, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Тельмана, 88
E-mail: SiraevEK@tatneft.ru

Лагутаев Владимир Андреевич, ведущий специалист управления Центра компетенций по направлению «Интегрированные корпоративные системы и ЦШР» ООО «ЛУКОЙЛ-Технологии»; Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»
Россия, 125047, Москва, 2-я Брестская, 48
E-mail: Vladimir.An.Lagutaev@lukoil.com

Authors

T.A. Safiullin, category I engineer, TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT
88 Telmana St., Almet'yevsk, 423462, Russian Federation
E-mail: SafiullinTA@tatneft.ru

A.A. Nazarov, department head, department of geological modeling, TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT

88 Telmana St., Almet'yevsk, 423462, Russian Federation

E-mail: NazarovAA@tatneft.ru

V.A. Dekhtyarev, division head, geology and geological modeling division, TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT

88 Telmana St., Almet'yevsk, 423462, Russian Federation

E-mail: DekhtyarevVA@tatneft.ru

E.K. Siraev, department head, department of data analysis and initial model calibration, TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT

88 Telmana St., Almet'yevsk, 423462, Russian Federation

E-mail: SiraevEK@tatneft.ru

V.A. Lagutaev, Lead Specialist of the Competence Center Directorate for "Integrated Corporate Systems and CTS", LLC LUKOIL-Technologies; Almet'yevsk State Technological University – Higher School of Petroleum

48, 2-ya Brestskaya St., Moscow, 125047, Russian Federation

E-mail: Vladimir.An.Lagutaev@lukoil.com

Статья поступила в редакцию 15.06.2026

Принята к публикации 21.09.2026

Опубликована 30.09.2026