

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.4.137-161>

EDN GPVIYD

УДК 622.276.1/4

Повышение эффективности разработки возвратных/ второстепенных объектов на примере объекта БВ₃

Фазлуллин Р.И., Колногорова О.В., Рябов И.В.,

Михайловский А.А., Носов Н.В.

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг, Тюмень, Россия

Improving the efficiency of the development of returnable/ secondary facilities using the example of BV₃ facility

R.I. Fazlullin, O.V. Kolnogorova, I.V. Ryabov,

A.A. Mikhaylovsky, N.V. Nosov

ООО LUKOIL-Engineering, Tyumen, Russia

E-mail: Ruslan.Fazlullin@lukoil.com

Аннотация. На современном этапе разработки нефтяных месторождений отмечается увеличение доли трудноизвлекаемых запасов нефти, локализованных в низкопроницаемых коллекторах, а также в пластах, осложненных водонефтяными зонами. Стабилизация и рост добычи нефти при разработке многопластовых месторождений может быть обеспечен созданием и использованием новых технологических решений разработки остаточных запасов нефти путем повышения эффективности разработки возвратных / второстепенных объектов.

Определение зон с локализацией остаточных подвижных запасов нефти остается сложным процессом, который не всегда учитывает особенности геологического строения объектов разработки и фактические режимы работы скважин. Как следствие, для достижения положительных результатов важен комплексный подход.

В данной работе проведена актуализация геологической модели, определены зоны и участки с концентрацией остаточных запасов нефти в коллекторах с ухудшенными свойствами. Приведен геолого-промысловый анализ объекта БВ₃ в зонах с наличием текущих подвижных запасов, перспективных для ГТМ. Подобраны и успешно реа-

лизованы оценочные мероприятия по уточнению текущего насыщения и продуктивности целевого пласта БВ₃. Составлена и принята к реализации программа ГТМ по совершенствованию разработки объекта БВ₃.

Ключевые слова: объект разработки, повышение нефтеотдачи, зарезка бокового ствола (ЗБС), горизонтальная скважина (ГС), анализ выработки, геолого-технические мероприятия (ГТМ), фильтрационно-емкость свойства (ФЕС), промысловые геофизические исследования (ПГИ), эксплуатационная колонна (ЭК)

Для цитирования: Фазлуллин Р.И., Колногорова О.В., Рябов И.В., Михайловский А.А., Носов Н.В. Повышение эффективности разработки возвратных/второстепенных объектов на примере объекта БВ₃ // Нефтяная провинция.-2024.-№4(40).-С. 137-161. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.4.137-161>. - EDN GPVIYD

Abstract. At the current stage of oil field development, there is an increase in the share of hard-to-recover oil reserves localized in low-permeability reservoirs, as well as in formations complicated by water-oil zones. Stabilization and growth of oil production at development of multilayer fields can be ensured by creation and use of new technological solutions for development of residual oil reserves by increasing the efficiency of development of return / secondary objects.

Determination of zones with localization of residual mobile oil reserves remains a complex process, which does not always take into account the peculiarities of the geological structure of the development objects and the actual operating modes of wells. As a consequence, an integrated approach is important to achieve positive results.

This paper updates the geological model, identifies zones and areas with concentration of residual oil reserves in reservoirs with deteriorated properties. The geological and field analysis of the BV₃ object in the zones with current mobile reserves promising for geological and engineering operations was performed. Evaluation measures were selected and successfully implemented to clarify the current saturation and productivity of the BV₃ target reservoir. The program of geological and engineering operations to improve the development of the BV₃ object was drawn up and accepted for implementation.

Key words: development object, enhanced oil recovery, sidetracking, horizontal well (HH), production analysis, geological and technical measures (GTM), filtration-capacity properties (FEP), field geophysical survey (FGS), production string (PS)

For citation: R.I. Fazlullin, O.V. Kolnogorova, I.V. Ryabov, A.A. Mikhaylovsky, N.V. Nosov Povysheniye effektivnosti razrabotki vozvratnykh/vtorostepennykh ob"yektov na primere ob"yektu BV₃ [Improving the efficiency of the development of returnable/secondary facilities on the example of the BV₃ facility]. Neftyanaya Provintsiya, No. 4(40), 2024. pp. 137-161. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.4.137-161>. EDN GPVIYD (in Russian)

Введение

Вопрос выработки запасов нефти многопластовых месторождений изучался многими исследователями [1-4]. "Второстепенные" эксплуатационные объекты крупных многопластовых месторождений, как правило, характеризуются меньшими запасами нефти и ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами по сравнению с основными объектами разработки и, как правило, разрабатываются возвратным фондом скважин.

Степень выработанности второстепенных пластов нефтяных месторождений в значительной степени будет определяться размерами застойных (не охваченных процессами фильтрации) зон и их взаимным расположением. Численные методы, реализованные в известных программных продуктах, применимые для построения карт остаточных запасов требуют расчета адаптированной на историю разработки геолого-гидродинамической модели. При этом не всегда учитывается геолого-промысловый анализ, основанный на показателях, полученных по выработке запасов нефти из каждой скважины, а также литолого-фациальный анализ. Для оценки и локализации текущих и остаточных запасов по площади и разрезу, приуроченных к различным видам отложений, необходимо выделять основные литотипы.

Проблемам определения расположения слабодренлируемых и застойных зон нефтяных залежей, поиск остаточных запасов и обоснование применения технологии вовлечения этих зон в процесс разработки посвящены работы многих отечественных и зарубежных специалистов: Крылова А.П., Абасова М.Т., Батурина Ю.Е., Боксермана А.А., Басниева К.С., Байшева Б.Т., Борисова Ю.П., Вахитова Г.Г., Горбунова А.Г., Гавуры В.Е., Гаттенбергера Ю.П., Давыдова А.В., Желтова Ю.В., Жданова С.А., Закирова С.Н., Леви Б.И. и других. В работах Амелина И.Д., Абызаева И.И., Бадьянов В.А., Камбарова Г.С., Меведского Р.И., Лысенко В.Д., Ревенко В.М., Севастьянова А.А. и других предложены различные зависимости, связыва-

ющие промысловые показатели разработки с выработкой запасов и определением зон их локализации.

Имеющийся значительный объем работ в рассматриваемой области исследований не всегда позволяет учесть особенности геологического строения объектов разработки и фактические режимы работы добывающих и нагнетательных скважин при поиске невыработанных участков залежей. В этой связи разработка методов локализации остаточных запасов, учитывающих максимальное количество факторов, остается актуальной задачей для месторождений на поздней стадии разработки и особенно для многопластовых эксплуатационных объектов.

Объект изучения

Исследуемое месторождение открыто в 1970 году, введено в разработку в 1977 году. Месторождение является сложным по своему геологическому строению.

На 01.12.2023 г. добыча нефти ведётся по 16 объектам. Основные объекты добычи – группы пластов АВ, БВ, Ач и ЮВ₁.

Объект БВ₃ введен в промышленную эксплуатацию в 1989 году. В разработке объекта в начальный период участвовали единичные скважины, введенные из бурения и переведенные с других объектов. Начиная с 2003 г. на объекте осуществляется массовый перевод скважин на пласт БВ₃ с нижележащих объектов, что позволило увеличить годовую добычу нефти. Максимальный уровень добычи нефти на объекте был достигнут в 2005 году и составил 79,3 тыс. т при обводненности продукции 83,6 %. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов на тот момент составлял 6,2 %, добыча жидкости – 484,0 тыс.т. (Рис. 1). На 01.12.2023 эксплуатационный фонд скважин составил 28 единиц.

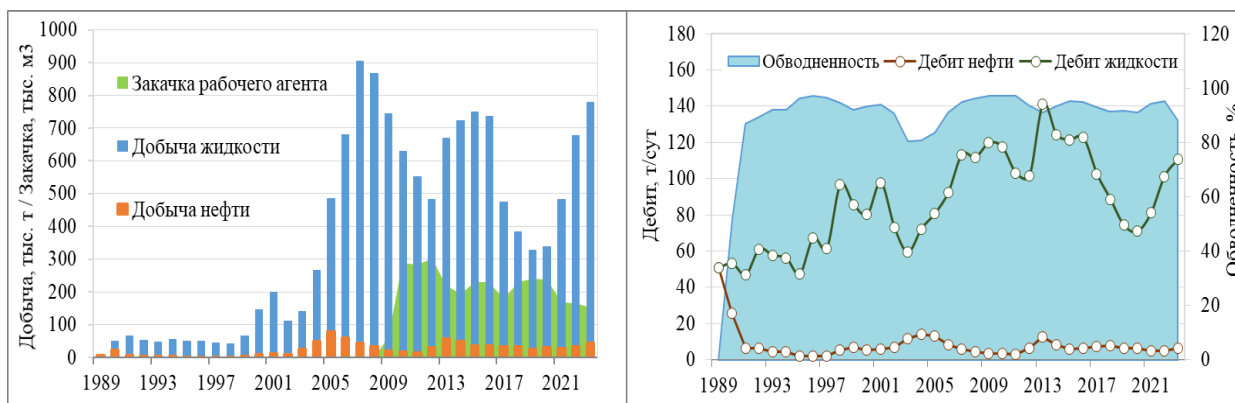


Рис. 1. Динамика технологических показателей исследуемого участка, пласт БВ₃

В проектном документе по разработке исследуемого месторождения объект БВ₃ представлен шестью залежами. Содержит 1,2 % геологических и 1 % извлекаемых запасов нефти месторождения. По результатам актуализации геологии 5 и 6 залежи были объединены [11].

Образование осадков пласта БВ₃ происходило в прибрежно-морских и переходных условиях при высокой активности среды седиментогенеза. В прибрежной части моря происходит интенсивное накопление терригенного материала - формирование различных песчаных тел .

Результаты исследования

В ходе работ по уточнению геологического строения объекта БВ₃ прослеживались различные типы разрезов с целью площадного картирования литолого-фациальных зон с различными фильтрационно-емкостными характеристиками пород-коллекторов [5-6]. Дифференциация разрезов скважин производилась на основе анализа изменения формы каротажных кривых ГИС и с привлечением сейсмических атрибутов. Кривые ПС и ГК, данные керны, карта сейсмофаций в интервале пласта БВ₃ достаточно хорошо отражают палеодинамику среды седиментации и позволяют оценить коллекторские свойства пород. [7]. В результате исследования было выделено три основных литотипа, встречающихся в пределах изучаемого пласта (Рис. 2). Для целей дальнейшего моделирования были оконтурены зоны

их прослеживания по площади, комплексно использовались карты сейсмических атрибутов и карта эффективных толщин. На рис. 3 хорошо видно изменение эффективных толщин в зависимости от литотипа за счет резкой смены разреза и изменения песчанистости пласта.

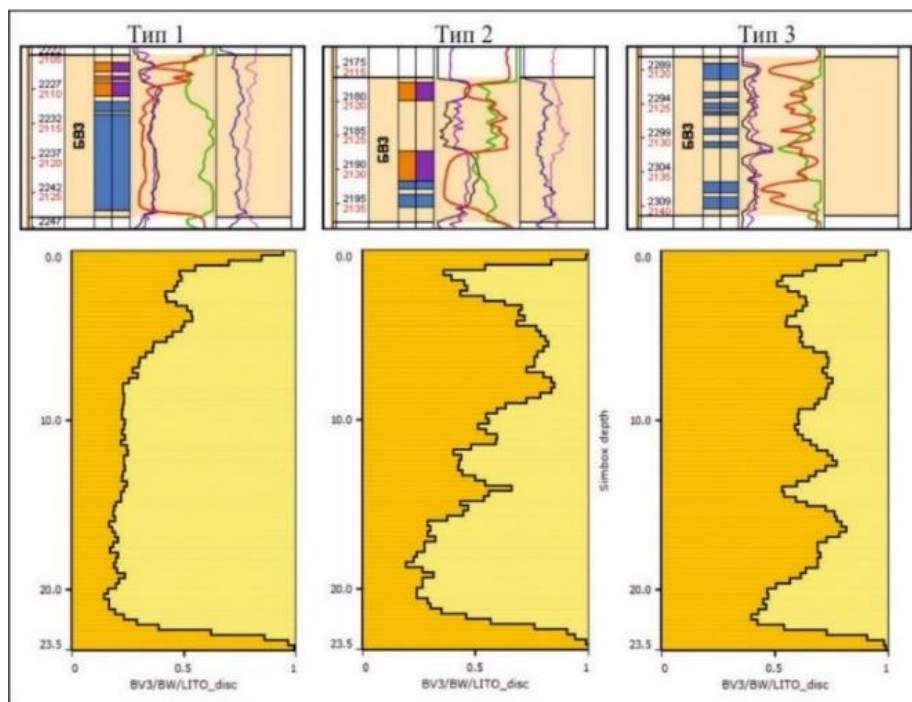


Рис. 2. Типы разрезов по фациям, пласт БВз

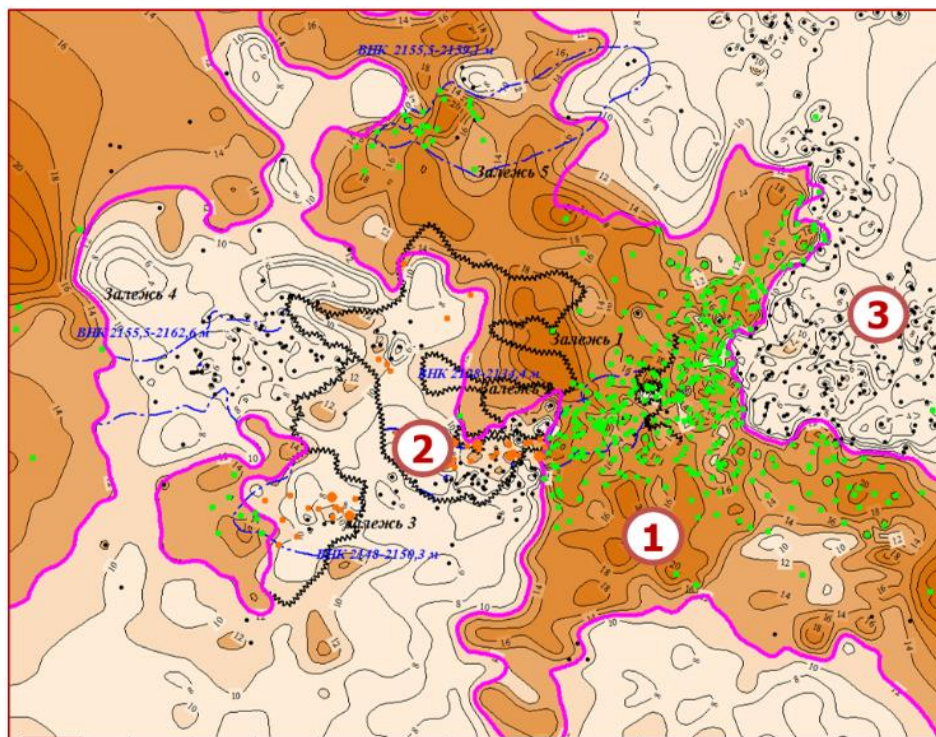


Рис. 3. Фрагмент карты эффективных толщин с нанесение границ литотипов

Выделение коллекторов по различным типам разреза прослеживается на отличии их ФЕС. Первый тип – монолитные песчаные тела, предположительно с баровым генезисом, характеризующиеся максимальными показателями коэффициента пористости и проницаемости. Минимальные значения свойственны 3 типу – расчлененный тип разреза, шельфовый генезис, низкие фильтрационно-емкостные свойства (Рис. 4).

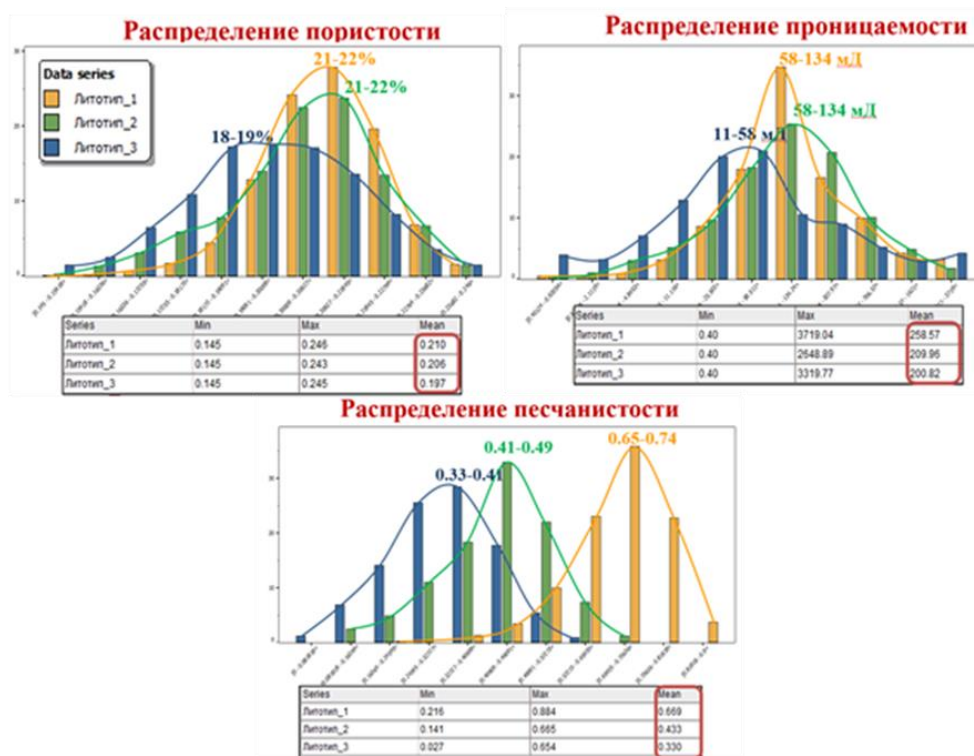


Рис. 4. Распределение параметров ФЕС по литотипам. Объект БВ₃

Геолого-физическая характеристика пласта БВ₃ после актуализации модели приведена в табл. 1.

Таблица 1

Геолого-физическая характеристика пласта БВ₃

Параметры	БВ ₃
Пористость, д.ед.	0,196
Проницаемость, мД	213,4
Нефтенасыщенность, д.ед.	0,47
Нефтенасыщенная толщина, м	2,06
Накопленная добыча, тыс.т.	887
Отбор от НИЗ, %	42

Кроме этого, было отмечено влияние ФЕС пород-коллекторов на положение водонефтяного контакта залежей пласта: чем лучше коллекторские свойства, тем гипсометрический уровень контакта ниже. Границы фациальных зон (смены литотипов) встраивались в модель в качестве гидродинамических барьеров с целью разобщения коллекторов с разным насыщением.

В результате актуализации предложен альтернативный вариант модели – концептуальная геологическая модель (Рис. 5), учитывающая зоны распространения различных фациальных обстановок пласта, характеризующихся резко меняющимися параметрами ФЕС, что оказывает влияние на значительные перепады уровней ВНК. При построении 3D геологической модели распространение коллекторов, построение кубов пористости и нефтенасыщенности осуществлялось независимо в каждом литотипе [7].

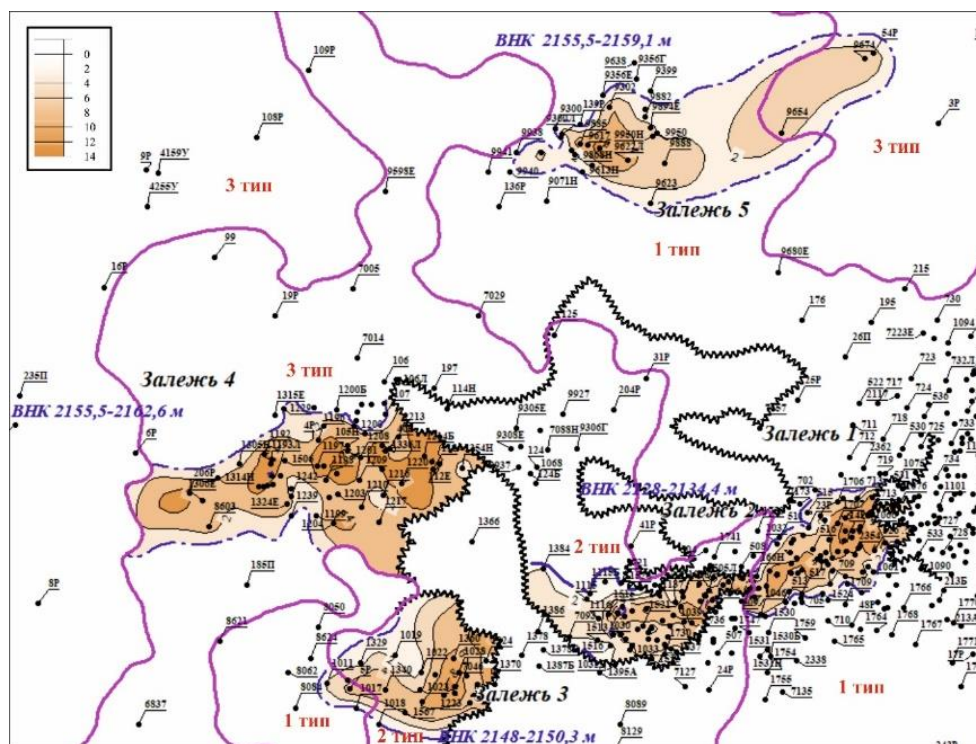


Рис. 5. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин с обозначением фациальных границ типов коллекторов пласта БВ₃

Параллельно с актуализацией геологического строения объекта БВ₃ проводилось уточнение параметров текущего состояния разработки, выде-

ление основных проблем разработки, а также определение степени выработки запасов нефти в целом по объекту [8].

Особенностью разработки пласта БВ₃ можно считать характер выработки запасов нефти, а именно максимальные отборы нефти получены по скважинам, которые находятся в чисто нефтяных зонах и эксплуатировали пласт самостоятельно.

Наиболее низкие накопленные отборы получены по скважинам более поздних лет ввода в эксплуатацию, попавшим при переводе в уже охваченные выработкой зоны и скважинам, а также по скважинам, в которых по данным ПГИ отмечается наличие заколонных перетоков и циркуляций с водонасыщенной части пласта (более 49 %) (Рис. 6).

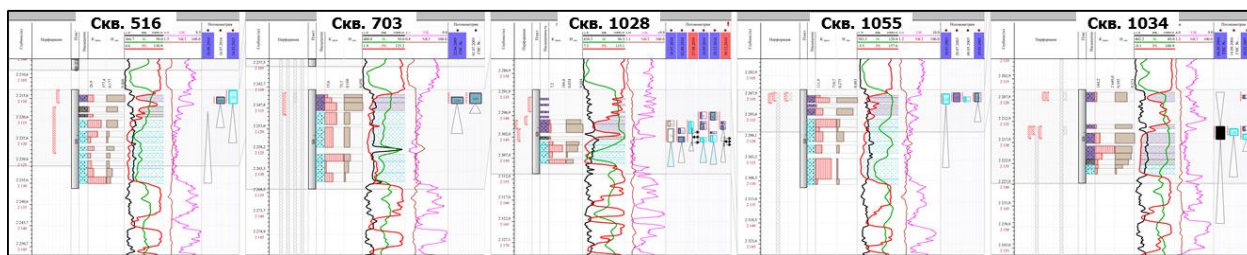


Рис. 6. Результаты ПГИ по скважинам пласта БВ₃

С 2006 года на объекте отмечается снижение добычи нефти. Это связано с сокращением объемов переводов скважин, а также с тем, что вводимые в последние годы скважины попадают либо в краевые, либо в охваченные выработкой зоны.

Необходимо отметить, что одной из причин низкой эффективности разработки объекта БВ₃ является высокое количество технических нарушений скважин (перетоки, ЗКЦ, НЭК). Основной фонд эксплуатационных скважин, более половины (51 %), были переведены на объект БВ₃ более 15 лет назад и лишь 18 % скважин в последние 5 лет (Рис. 7). Низкое качество герметичности цементного камня и внутрипластовые перетоки в условиях монолитного коллектора в первую очередь связаны с продолжительностью эксплуатации скважин, а также с качеством их крепления.

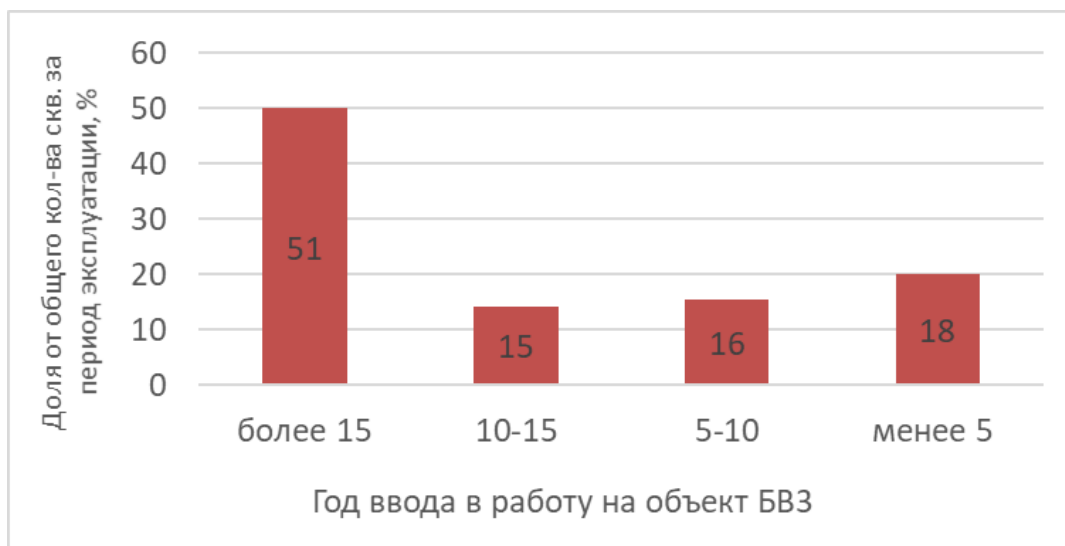


Рис. 7. Распределение скважин по продолжительности работы на объект БВ3

Для повышения успешности геолого-технических мероприятий необходимо эффективно определить зоны и участки с остаточными запасами углеводородов, которые, в свою очередь, основываются на анализе и оценке влияния литолого-фациальной изменчивости продуктивных пластов на выработку запасов, оценке взаимосвязи фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и характера насыщенности коллектора, статистическом и геолого-гидродинамическом моделировании, анализе энергетического состояния залежи.

В настоящее время известно достаточно большое количество методик, позволяющих провести анализ выработки запасов нефти по объектам разработки [9-10]. Однако определение зон с локализацией остаточных запасов достаточно трудоемкий процесс, и достоверно описать их аналитически очень сложно. Поэтому для определения зон с локализацией подвижных запасов нефти был предложен подход, который представляет итерационную схему. Цель каждой итерации — это определение перспективных участков и зон с локализацией остаточных запасов нефти. Результат же финальной итерации содержит всю требуемую искомую информацию.

На рис. 3 выделено три вида литотипов, что косвенно не позволяет более подробно исследовать потенциальные зоны или участки в разрезе пласта, поэтому на первом этапе нашего подхода мы предлагаем разукрупнить ранее предложенные типы и добавить четвертый литотип, который будет характеризовать низкопроницаемый коллектор. Примеры характерного геологического строения пласта БВ₃ представлены на рис. 8.

Для данного исследования изучались материалы по всем пробуренным скважинам на объект БВ₃ (239 скв.), скважинам по соответствующим признакам были присвоены типы разреза и построена разукрупненная фациальная карта распространения этих литотипов по площади.

Первый тип представлен коллекторами высокой мощности (средняя Нэф. составляет 21,8 м.) с наличием гидродинамически связанных водонасыщенных отложений в подошвенной части пласта. Средняя нефтенасыщенная толщина составляет 2,8 м, пористость – 20,5 %, коэффициент нефтенасыщенности – 47,5 %, проницаемость нефтенасыщенной части – 63,2 мД. Осложнениями при разработке данного типа коллектора является конусообразование и резкое обводнение продукции при высоких темпах отбора.

Для отложений 2 типа характерно наличие выдержанного песчаного тела в основании пласта и чередование маломощных пропластков в верхней его части. Средняя нефтенасыщенная толщина отложений составляет 2,9 м. Средняя пористость коллектора – 20,1 %, проницаемость – 94,2 мД, коэффициент нефтенасыщенности – 49,8 %.

Третий тип коллектора представлен неравномерным чередованием проницаемых и глинистых пропластков малой мощности. Средняя нефтенасыщенная толщина отложений составляет 1,5 м. Средняя пористость коллектора – 19,3 %, проницаемость – 18,2 мД, коэффициент нефтенасыщенности – 45,8 %.

Четвертый тип отложений является переходным, представляет собой

чередование проницаемых пропластков с уменьшением мощности и проницаемости вверх по разрезу. Средняя нефтенасыщенная толщина составляет 2,1 м, пористость – 19,2 %, коэффициент нефтенасыщенности – 45 %, проницаемость нефтенасыщенной части – 39,5 мД.

Схема распространения выделенных типов отложений по площади пласта БВ₃ представлена на рис. 9.

Скважины ранжировали по группам в зависимости от видов отложений, по каждой группе провели оценку выработки запасов нефти, табл. 2.

Таблица 2

Основные геологические характеристики и запасы нефти по литотипам отложений объекта БВ₃

Ф а ц и я	Площадь нефтеносности, м ²	Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, м ³	Коэффициенты, доли единиц			Плотность нефти, г/см ³	Коэффициент нефтеизвлечения, доля ед.	Начальные запасы нефти, (тыс. тонн)	
				открытой пористости	нефтенасыщенности	пересчетный			Геологические	Извлекаемые
1	8262	2,8	22891	0,205	0,475	0,882	0,854	0,326	2113	688
2	3215	2,9	9247	0,201	0,498	0,882	0,854	0,433	1133	490
3	12700	1,5	18427	0,193	0,458	0,882	0,854	0,350	1661	582
4	5928	2,1	12414	0,192	0,450	0,882	0,854	0,303	1242	376

Из таблицы видно, что основной объем геологических запасов сосредоточен в отложениях 1 типа (34 % от общего объема). На коллектор 3 типа приходится 1661 тыс. т геологических запасов нефти пласта (27 %). Отложения 2 и 4 типа содержат соответственно 1133 тыс. т и 1242 тыс. т геологических запасов (18 % и 20%).

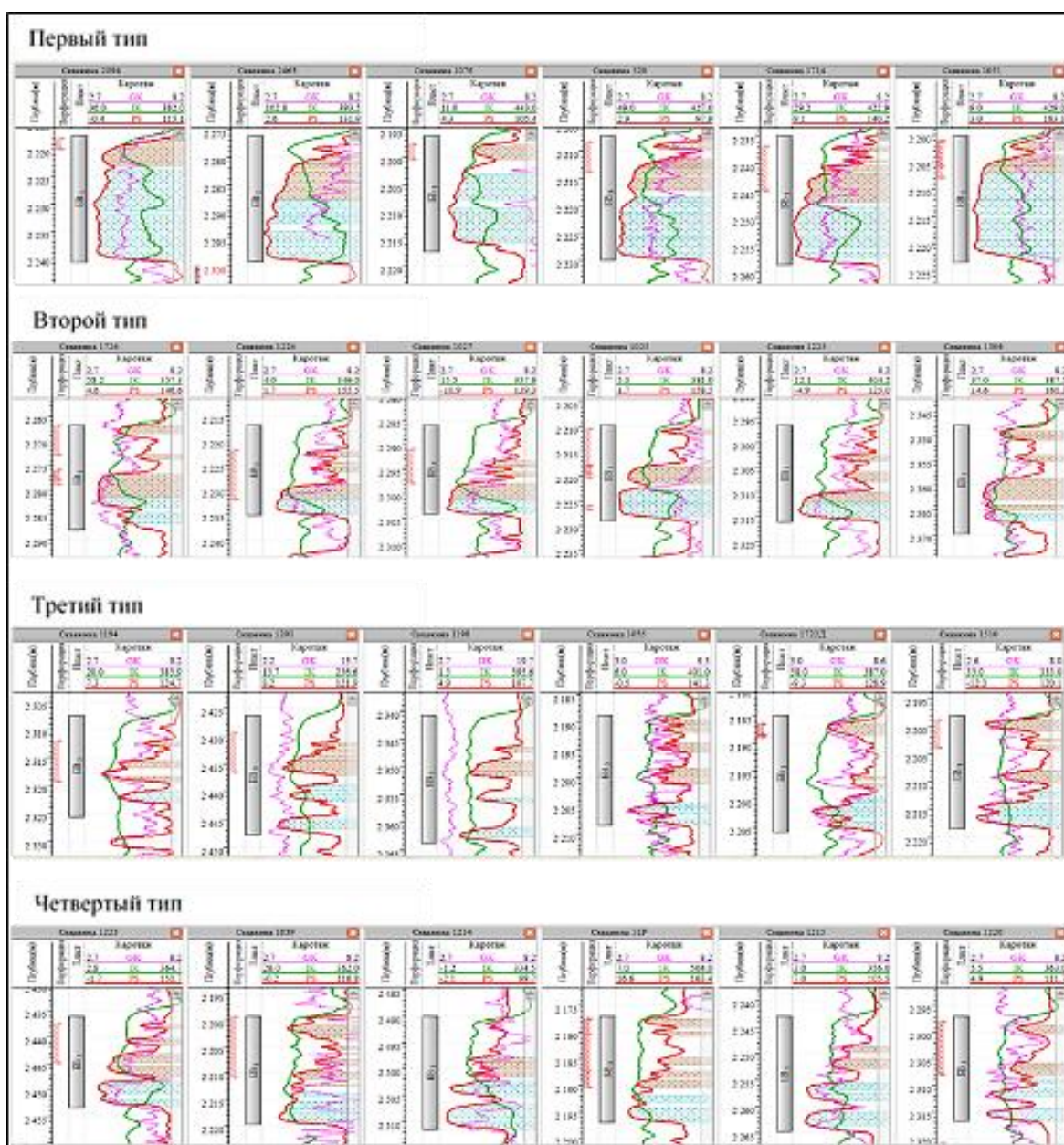


Рис. 8. Пример характерного геологического строения пласта БВз

С учетом полученных данных о запасах нефти по каждой фациальной зоне был проведен расчет величины прогнозных извлекаемых запасов нефти и КИН, характеризующих степень выработки запасов нефти при сложившейся системе разработки. Прогнозные показатели были получены на основе обобщенных характеристик вытеснения базовой добычи нефти по заданной истории.

Для оценки состояния выработки запасов нефти использовались тех-

нологические показатели по скважинам, вскрывшим тот или иной тип коллектора. Сопоставление показателей разработки по типам отложений приведено в табл. 3.

В целом по объекту БВ₃ для реализованной к настоящему времени плотности сетки скважин подвижные запасы оцениваются в объёме 1649 тыс. т, остаточные невовлекаемые в разработку запасы нефти оцениваются в объёме 487 тыс. т.

Наибольшей степенью выработки запасов характеризуются зоны распространения 1 типа отложений.

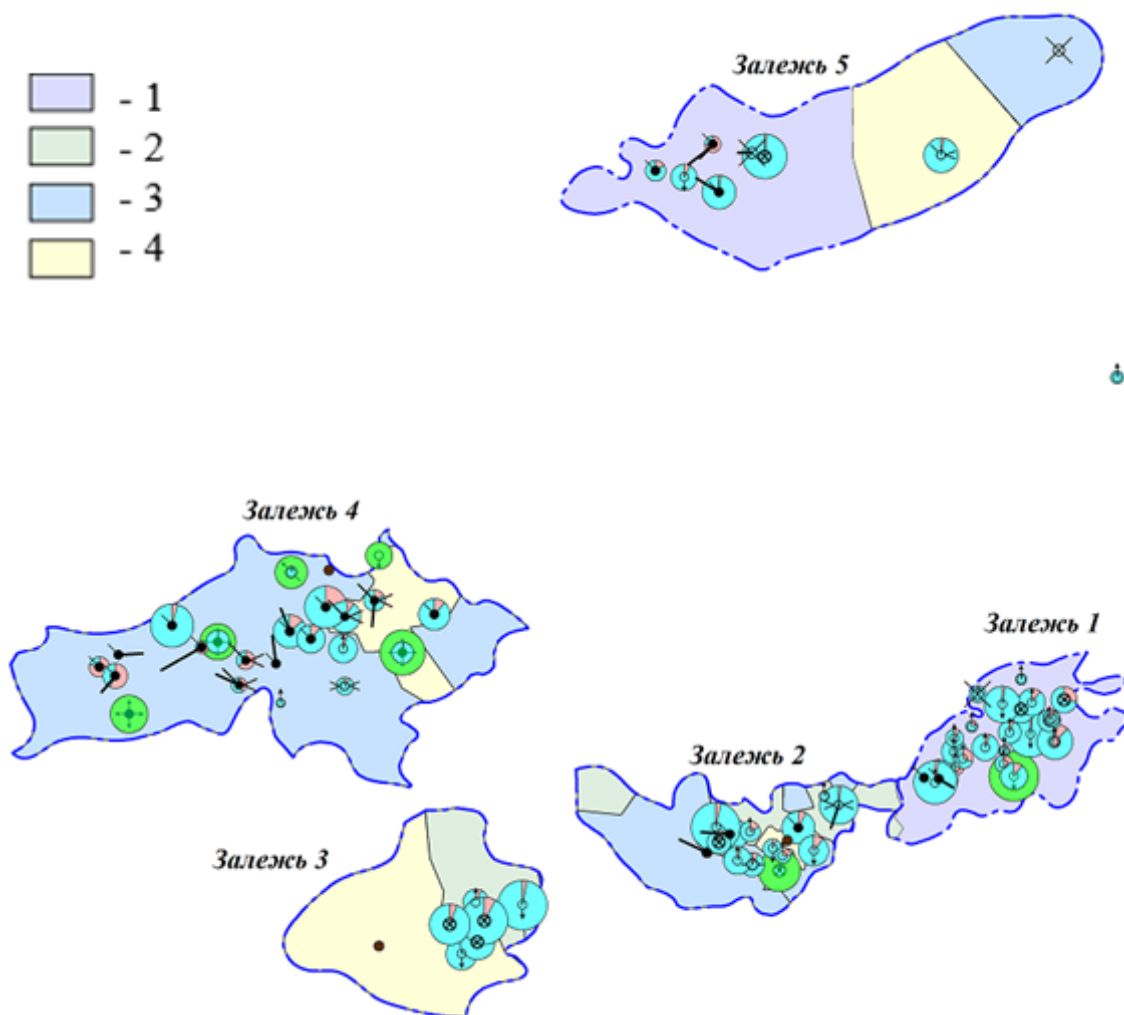


Рис. 9. Схема распространения характерных типов отложений (зональная карта) пласта БВ₃, совмещенная с накопленными показателями перебивавшего фонда скважин

Таблица 3

**Основные технологические показатели разработки по скважинам,
вскрывшим различные типы отложений. Объект БВ₃**

Показатели	1	2	3	4	БВ ₃
Начало эксплуатации, год	1990	1989	2005	2004	1989
Кол. перебивавших в экспл. доб. скважин	31	10	18	9	68
Начальные геологические запасы нефти кат. А+В ₁ , тыс.т	2113	1133	1661	1242	6149
Начальные извлекаемые запасы кат. А+В ₁ , тыс.т	688	490	582	376	2136
Вовлекаемые запасы по характеристикам вытеснения, тыс.т	426	371	543	308	1649
Накопленная добыча нефти, тыс. т	221	204	301	125	851
Остаточные вовл. запасы при реализованной системе, тыс. т	205	168	242	183	798
Недренируемые запасы нефти на всю площадь, тыс. т	262	119	39	68	487
Накопленная добыча на 1 доб. скв, тыс. т	7,1	20,4	16,7	13,9	12,5
Обеспеченность (вовлекаемые запасы), лет	4	7	4	6	5
Текущий КИН, доли ед.	0,105	0,180	0,181	0,100	0,138
Отбор от НИЗ, %	32,1	41,6	51,8	33,2	39,8
Текущая обводненность, %	97,6	98,4	89,4	96,1	95,1
Накопленный водонефтяной фактор, доли ед.	18,2	21,3	6,1	10,0	13,5
Накопленная добыча жидкости, тыс. т	4241	4555	2141	1369	12305

Наиболее неблагоприятное состояние выработки запасов отмечается в зонах развития отложений 1 типа. Данное обстоятельство объясняется наличием активной подошвенной воды. Такое геологическое строение пласта явилось причиной непродолжительного безводного периода работы скважин, в большинстве скважин безводный период отсутствует, происходит быстрый прорыв воды.

Пробуренные на пласт и переведенные с других горизонтов скважины по площади залежи расположены неравномерно, наибольшее число перебивавшего фонда отмечается по отложениях 1 и 3 типов (Рис. 9), при этом наибольшими удельными отборами характеризуются скважины 2 и 3 типа отложений.

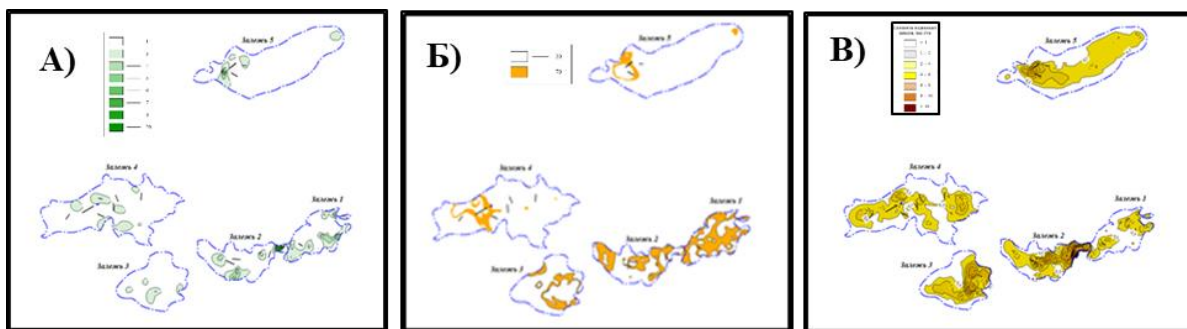
Далее по исследуемому объекту провели анализ нефтенасыщенных пропластков не вскрытых перфорацией. По полученным данным построили

карту распределения нефтенасыщенной толщины в скважинах, где не было перфорации (Рис. 11А).

Для более информативного исследования на наличие неохваченных разработкой зон использовали анализ распределения проницаемости различных пропластков по площади объекта. Значения проницаемости для построения необходимой нам карты установили в зависимости от ФЕС пласта БВ₃: при нижних показателях проницаемости имеется потенциал получить необходимый объем жидкости, а при верхних должно быть невысокое значение ВНФ. После ранжирования скважин с учетом критериев построили карту распределения проницаемости (Рис. 11Б).

Для оценки остаточных подвижных запасов нефти используется карта распределения остаточной плотности запасов по данным гидродинамического моделирования (Рис. 11В).

Таким образом, в результате проведенного анализа были получены четыре карты, отражающие в той или иной степени локализацию остаточных запасов нефти.



**Рис. 11 – А) Карта не перфорированных нефтенасыщенных толщин;
Б) Карта перспективных участков по проницаемости. Объект БВ₃;
В) Распределение плотности текущих подвижных запасов нефти.**

На третьем этапе. Для оценки корректности определения зон с остаточными подвижными запасами нефти, полученных различными методами, провели их сопоставление. Сравнение полученных карт и выявление участков максимальной сходимости провели за счет объединения полученных результатов.

Для построения карты комплексного параметра, которая отражает в себе все данные о приведенных анализах выработки запасов, использовали следующие критерии:

- 1) Кпр при значениях от 30 до 100 мД = 1, иначе 0;
- 2) Тип коллекторов: 1,2,3 (русла и боковые русла) =1; 4 (пойма) =0;
- 3) Перфорированная нефтенасыщенная толщина неперфорированной части пласта БВ₃ Нн/н >2м = 1;
- 4) Текущие извлекаемые запасы нефти по пласту БВ₃ >1 =1.

В итоге построили карту комплексного параметра (Рис. 12), которая отражает в себе все данные о проведенных анализах выработки запасов. По этой карте с максимальной достоверностью определили зоны и участки с локализацией остаточных запасов нефти. В дальнейшем эти участки использовались при подборе эффективных геолого-технических мероприятий, направленных на совершенствование состояния разработки объекта БВ₃.

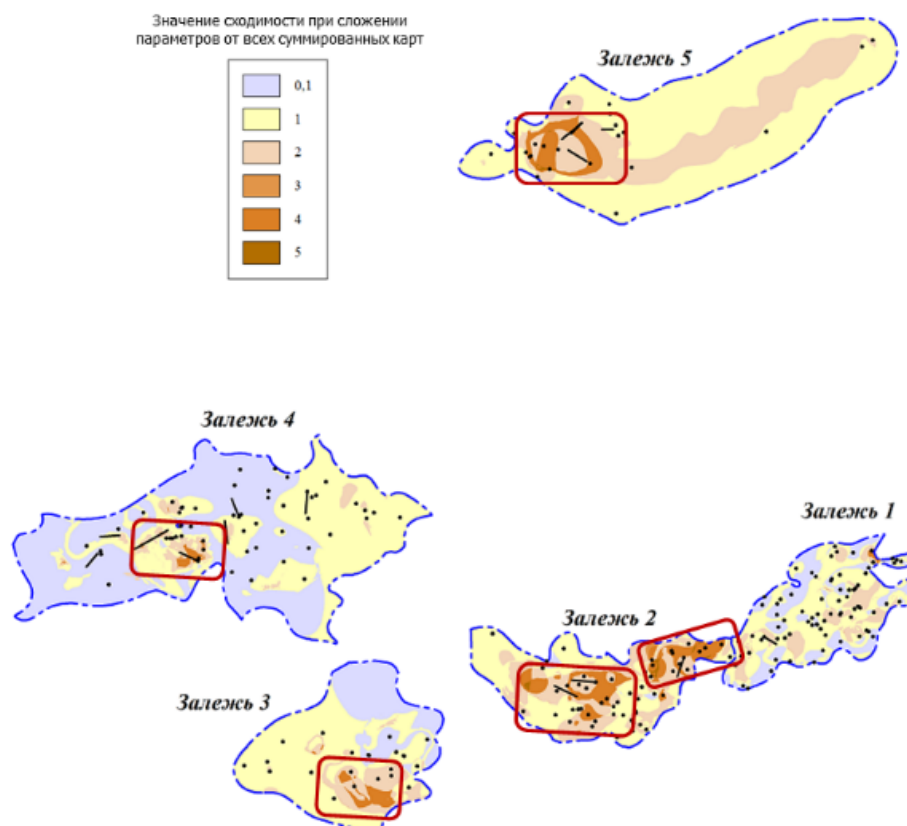


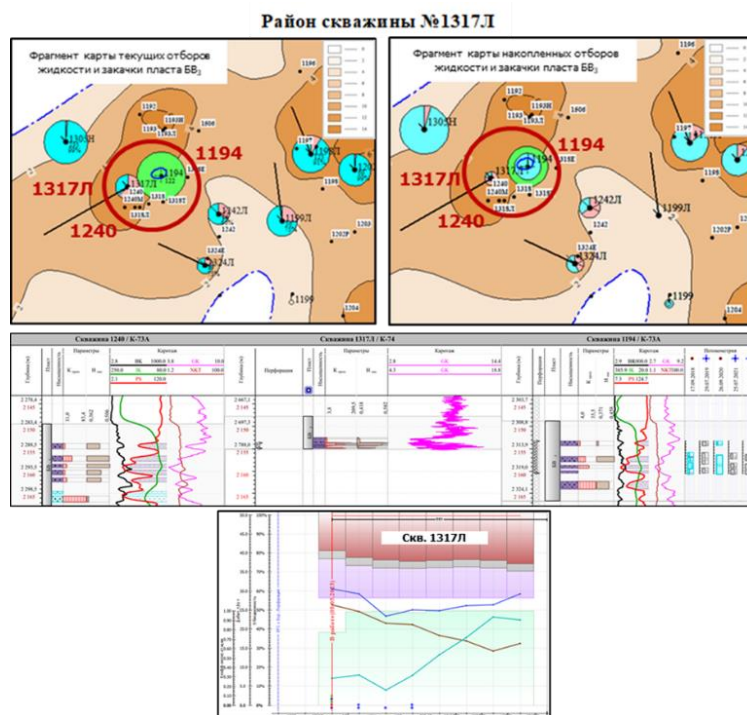
Рис. 12. Карта распределения приоритетных зон на основе, полученного комплексного параметра

После проведения оценки выработки запасов и определения зон и участков с локализацией остаточных запасов нефти пласта БВ₃, следующим шагом в исследовательской работе стало планирование мероприятий, направленных на подтверждение текущего насыщения и продуктивности пласта БВ₃, в границах выделенных перспективных участков по карте комплексного параметра.

В качестве пилотного мероприятия было рекомендовано пробурить оценочный горизонтальный ствол (ЗБС №1317Л).

Результаты ЗБС №1317Л на пласт БВ₃ в районе 4 залежи подтвердили наличие остаточных подвижных запасов нефти в районах испытания, это подтверждается высокими показателями работы оценочной скважины (Рис. 13).

По данным РИГИС недавно пробуренных скважин в границах четвертой залежи коэффициент нефтегазонасыщенности близок к начальному, что ещё раз подтверждает, что способ определения зон и участков с локализацией запасов нефти с помощью карты комплексного параметра эффективен.



**Рис. 13. Результаты оценочного ЗБС по скважине 1317Л
в границах четвертой залежи**

Таким образом, используя итерационный подход, была составлена программа геолого-технических мероприятий по объекту БВз. При планировании ГТМ учитывались перспективные участки по карте комплексного параметра (Рис. 14), а также результаты оценочных мероприятий. Разработанная программа ГТМ включала в себя 60 мероприятия (51 на добывающем фонде и 9 на нагнетательном) с разной очередностью по годам (Табл. 4).

Анализ сопоставления предлагаемой программы с программами предыдущих периодов, показал, что, используя предложенный подход, количество планируемых ГТМ выросло в 2 раза (с 30 ГТМ в 2021[7] году до 60 ГТМ на равный период времени) (Табл. 4).

Таблица 4

Программа ГТМ по объекту БВз

Вид ГТМ	1 очередь			2-4 очередь		
	кол-во	Сумм. Прирост	средний прирост	кол-во	Сумм. Прирост	средний прирост
БВГС	8	86	11	10	96	10
Ввод новых многозабойных скважин	2	40	20	6	96	16
ГИС	0	0	0	1	0	0
ГНО	5	22,9	4,6	1	5	5,0
Дострел / реперфорация	1	2,3	2,3	-	-	-
Возврат / переход	4	14	3,5	9	24	2,7
РИР	3	12	4,0	1	5	5,0
Всего на доб фонде	23	177,4	7,7	28	225,9	8,1
ОПД	4			3		
Рем нагн	2			-		
Всего на нагн фонде	6			3		

Таблица 5

Результаты реализации ГТМ на объект БВ₃

ГТМ по объекту БВ ₃ :	Кол-во (план)	Средний прирост (т/сут) план		Суммарный прирост (т/сут) план		Кол-во (факт)	Средний прирост (т/сут) факт		Суммарный прирост (т/сут) факт	
		Дебит нефти	Дебит жидкости	Дебит нефти	Дебит жидкости		Дебит нефти	Дебит жидкости	Дебит нефти	Дебит жидкости
		БВГС	18	10	49		182	885	5	26,4
Ввод новых многозабойных скважин	8	17	40	136	320	-	-	-	-	-
ГИС	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Оптимизация (ГНО)	6	5	153	28	916	6	2,5	271	15	1625
Дострел / реперфорация	1	2	15	2	15	2	2,3	66	4,6	131
Возврат / переход	13	3	41,5	38	540	2	17	37	34	73
РИР	4	4	40	17	160	-	-	-	-	-
ОПЗ	-	-	-	-	-	1	2,2	12	2,2	12
Всего на доб фонде	51	6,8	56,4	403	2836	16	7,8	124,8	125,2	1996
ОППД	7	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Рем нагн	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего на нагн фонде	9	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого	60	6,8	56,4	403	2836	16	7,8	124,8	125,2	1996

Заключение

По итогам проделанной работы можно сделать следующие выводы:

- Актуализирована геологическая модель. Проведена детальная корреляция с целью типизации профиля скважин. Предложен альтернативный вариант моделей – концептуальная модель с выделением зон различных фациальных обстановок;

- В результате геолого-промыслового анализа по обновленной геологии объекта БВ₃, построена карта комплексного параметра и выделены зоны с концентрацией текущих подвижных запасов объекта БВ₃;

- Подобраны и успешно реализованы оценочные мероприятия по уточнению текущего насыщения и продуктивности целевого пласта;
- Сформирована программа ГТМ на ближайшую перспективу по объекту БВ₃;
- В результате работы NPV увеличился с 6,81 до 9,99. Данный подход использовался на другие схожие возвратные объекты БВ₀-БВ₂.

Таким образом, в статье был продемонстрирован подход, который позволяет учесть особенности геологического строения объектов разработки и фактические режимы работы добывающих и нагнетательных скважин при поиске невыработанных участков залежей. В финале итерационного процесса авторами получена система по повышению эффективной разработки объекта БВ₃.

Разработка методов локализации остаточных запасов, учитывающих максимальное количество факторов, остается актуальной задачей для месторождений на поздней стадии разработки, в особенности для многопластовых эксплуатационных объектов.

Благодаря данному исследованию, были улучшены производственные и финансовые показатели Компании.

Список литературы

1. Бадьянов В.А., Батурич Ю.Е., Ефимов Е.П., Пономарева И.А., Праведников Н.К. «Совершенствование систем разработки месторождений Западной Сибири.» - Свердловск, Сред.Урал. с. 175.
2. Гилаев, Гани Гайсинович. «Повышение эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов на сложнопостроенных нефтегазовых месторождениях» / Г. Г. Гилаев. - Краснодар: Совет. Кубань, 2003. - 297, [1] с.: ил., табл.; 21 см.; ISBN 5-7221-0592-9
3. Донков П.В., Леонов В.А., Сорокин А.В., Сабанчин И.В. «Разукрупнение объектов разработки для повышения их нефтеотдачи» / Интенсификация добычи нефти и газа: Труды Международного технологического симпозиума РАГС при Президенте РФ - М.- 2003-С. 527-532.
4. Сенцов А.Ю., Ваганов Л.А., Рябов И.В., Полякова Н.С., Дулкарнаев М.Р. «Стратегия ввода в разработку «второстепенных» объектов многопластовых месторождений с применением вероятностного подхода»/ Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, учредители: Российский государственный университет

- нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М.Губкина, №5, 2018, с. 63-67.
5. Муромцев В.С. «Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа.» – Л.: Недра, 1984. – 260 с. (М-во геологии СССР Всесоюз. нефт. Науч.-исслед. геол. развед. ин-т)
 6. Чудинова Д.Ю., Закирова Э.А., Янова А.В. «Геологическая неоднородность и ее влияние на выработку остаточных запасов нефти пласта» / Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сборник научных трудов. Уфа: Монография, 2018. Т. 7 (12). С. 5-11.
 7. Отчет «Сейсморазведочные работы по методике ЗД», отв.исп. Насонова Л.А., 2011, с. 156
 8. Рябов И.В. «Повышение эффективности объектов разработки на примере пласта АВ13 Ватъеганского месторождения» / Рябов И.В., Сенцов А.Ю., Еленец А.А. // Материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Новые технологии – нефтегазовому региону». - Тюмень. - 2021 г. с. 83-85
 9. Воронова Е.В. «Создание методики оценки остаточных запасов нефти на месторождениях, находящихся на завершающей стадии разработки»//Актуальные проблемы нефтегазового дела сб. науч. Тр. - Уфа, 2006 – С. 26 - 31.
 10. Мулявин С.Ф. «Научно-Методическое обоснование разработки залежей углеводородного сырья с трудноизвлекаемыми запасами диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук», Тюмень, 2013. С. 381.
 11. Дополнение к технологическому проекту разработки исследуемого нефтяного месторождения ХМАО-Югры Тюменской области (ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»), 2021, с. 354.

References

1. Badjanov V.A., Baturin Y.E., Efimov E.P., Ponomareva I.A., Pravednikov N.K. «Perfection of systems of development of Western Siberian fields.» - Sverdlovsk, Sred.Ural. p. 175. (in Russian)
2. Gilaev, Gani Gaisinovich. «Improving the efficiency of hard-to-recover reserves development at complexly constructed oil and gas fields» / G.G. Gilaev. - Krasnodar: Sovet. Kuban, 2003. - 297, [1] p.: ill., tab.; 21 cm; ISBN 5-7221-0592-9. (in Russian)
3. Donkov, P.V., Leonov, V.A., Sorokin, A.B., Sabanchin, I.V. «Disaggregation of development sites to enhance their oil recovery» / Intensification of oil and gas production: Proceedings of the International Technological Symposium RAGS under the President of the Russian Federation - M.- 2003-P. 527-532. (in Russian)
4. Sentsov A.Y., Vaganov L.A., Ryabov I.V., Polyakova N.S., Dulkarnaev M.R. «Strategy for putting into development of "minor" objects of multilayer fields using a probabilistic approach»/ Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, Founders: Russian State University of Oil and Gas (National Research University) named after I.M. Gubkin, No. 5, 2018, pp. 63-67. (in Russian)
5. Muromtsev V.S. «Electrometric geology of sand bodies - lithologic traps of oil and gas.» - L.: Nedra, 1984. - 260 p. (Ministry of Geology of the USSR All-Union Oil. Scientific and Research Geological Exploration Institute). (in Russian)
6. Chudinova D.Yu., Zakirova E.A., Yanova A.V. «Geological heterogeneity and its influence on the development of residual oil reserves of the reservoir» / Oil and gas technologies and new materials. Problems and solutions: collection of scientific papers. Ufa: Monograph, 2018. Т. 7 (12). P. 5-11. (in Russian)

7. Report «Seismic exploration works using 3D methodology», supervising engineer Nasonova L.A., 2011, p. 156. (in Russian)
8. Ryabov I.V. «Improving the efficiency of development objects on the example of reservoir AB13 of Vatyeganskoye field» / Ryabov I.V., Sentsov A.Y., Elenets A.A. // Proceedings of the International Scientific and Practical Conference of Students, Postgraduates and Young Scientists "New Technologies - oil and gas region". - Tyumen. - 2021 p. 83-85 (in Russian)
9. Voronova E.V. «Creation of the methodology of estimation of residual oil reserves at the fields at the final stage of development»//Actual problems of oil and gas business collection of scientific works. - Ufa, 2006 – P. 26 - 31. (in Russian)
10. Mulyavin S.F. Nauchno-«Methodical substantiation of development of hydrocarbon deposits with hard-to-recover reserves dissertation for the degree of doctor of technical sciences», Tyumen, 2013. P. 381. (in Russian)
11. Supplement to the technological project of development of the investigated oil field of KhMAO-Yugra, Tyumen Oblast (ООО LUKOIL-Western Siberia), 2021, p. 354. (in Russian)

Сведения об авторах

Фазлуллин Руслан Ильгизович, старший менеджер, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
Россия, 625026, Тюмень, ул. Республики, 143А
E-mail: Ruslan.Fazlullin@lukoil.com

Колногорова Ольга Владимировна, ведущий геолог, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
Россия, 625026, Тюмень, ул. Республики, 143А
E-mail: Olga.Kolnogorova@lukoil.com

Рябов Игорь Вячеславович, начальник управления, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
Россия, 625026, Тюмень, ул. Республики, 143А
E-mail: Igor.V.Ryabov@lukoil.com

Михайловский Александр Алексеевич, младший научный сотрудник, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
Россия, 625026, Тюмень, ул. Республики, 143А
E-mail: Aleksandr.Mikhaylovskiy@lukoil.com

Носов Никита Валерьевич, геолог 2-й категории, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
Россия, 625026, Тюмень, ул. Республики, 143А
E-mail: Nikita.Nosov@lukoil.com

Authors

R.I. Fazlullin, senior manager, LUKOIL-Engineering LLC
143A, Respublika Str., 625026, Tyumen, Russian Federation
E-mail: Ruslan.Fazlullin@lukoil.com

O.V. Kolnogorova, leading geologist, LUKOIL-Engineering LLC
143A, Respublika Str., 625026, Tyumen, Russian Federation
E-mail: Olga.Kolnogorova@lukoil.com

I.V. Ryabov, Head of Department, LUKOIL-Engineering LLC
143A, Respublika Str., 625026, Tyumen, Russian Federation
E-mail: Igor.V.Ryabov@lukoil.com

A.A. Mikhaylovsky, junior researcher, LUKOIL-Engineering LLC
143A, Respublika Str., 625026, Tyumen, Russian Federation
E-mail: Aleksandr.Mikhaylovskiy@lukoil.com

N.V. Nosov, geologist of the 2nd category, LUKOIL-Engineering LLC
143A, Respublika Str., 625026, Tyumen, Russian Federation
E-mail: Nikita.Nosov@lukoil.com

Статья поступила в редакцию 24.09.2024

Принята к публикации 17.12.2024

Опубликована 30.12.2024