

Формирование подходов к выработке запасов с учетом фациальной геологической модели осадконакопления на примере бобриковско-радаевского горизонта Туймазинского нефтяного месторождения

Грищенко В.А.¹, Якупов Р.Ф.², Велиев Э.Ф.³, Мухаметшин В.Ш.⁴,
Мухамадиев Б.М.¹, Позднякова Т.В.¹, Трофимов В.Е.¹

¹ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия, ²ООО «Башнефть-Добыча», Уфа, Россия, ³НИПИ «Нефтегаз», Баку, Азербайджан,

⁴ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», Уфа, Россия
grishchenkova@bnipti.rosneft.ru

Аннотация

В статье рассмотрена и решена проблема поиска оптимальной стратегии разработки терригенных отложений бобриковско-радаевского горизонта, уникального Туймазинского месторождения. Объект характеризуется сложным геологическим строением, обладает анизотропией свойств как по площади, так и по разрезу и находится на завершающей стадии разработки. Разработаны пути повышения эффективности выработки запасов в зависимости от геологической обстановки, которые включают в себя подбор оптимальной плотности сетки скважин, жесткости системы заводнения, применение высокотехнологичных методов интенсификации.

Материалы и методы

Данные по геологическому строению, включая фациальную модель и распределение фильтрационно-емкостных свойств по площади и по разрезу. Показатели разработки объекта, эффективность применяемых методов интенсификации, результаты геолого-гидродинамического моделирования. Сопоставление эффективности выработки запасов по участкам, характеризующимся различным геологическим строением,

выявление влияющих факторов, построение регрессионных моделей и других аналитических зависимостей.

Ключевые слова

разработка нефтяных месторождений, геологическое строение, фациальная модель, ГРП, горизонтальные скважины, гидродинамическая модель, множественный регрессионный анализ

Для цитирования

Грищенко В.А., Якупов Р.Ф., Велиев Э.Ф., Мухаметшин В.Ш., Мухамадиев Б.М., Позднякова Т.В., Трофимов В.Е. Формирование подходов к выработке запасов с учетом фациальной геологической модели осадконакопления на примере бобриковско-радаевского горизонта Туймазинского нефтяного месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 5. С. 16–20. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-16-20

Поступила в редакцию: 16.06.2022

GEOLOGY

UDC 553.98 | Original Paper

Formation of approaches to the development of reserves, taking into account the facial geological model of sedimentation on the example of the bobrikovsko-radevsky horizon of the Tuymazinsky oil field

Grishchenko V.A.¹, Yakupov R.F.², Veliyev E.F.³, Mukhametshin V.Sh.⁴, Mukhamadiev B.M.¹, Pozdnyakova T.V.¹, Trofimov V.E.¹

¹“RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia, ²“Bashneft-Dobycha” LLC, Ufa, Russia, ³NIPI “Neftegaz”, Baku, Azerbaijan,

⁴Ufa state petroleum technological university, Ufa, Russia
grishchenkova@bnipti.rosneft.ru

Abstract

The article considers and solves the problem of finding the optimal strategy for the development of terrigenous deposits of the bobrikovsko-radevsky horizon, the unique Tuymazinsky field. The object is characterized by a complex geological structure, has anisotropy of properties both in area and section, and is at the final stage of development. Ways have been developed to improve the efficiency of reserves development depending on the geological situation, which include the selection of the optimal density of the well grid, the rigidity of the waterflooding system, and the use of high-tech stimulation methods.

Materials and methods

Data on the geological structure, including the facies model and the distribution of reservoir properties over the area along the section. Indicators of the development of the object, the effectiveness of the applied methods of intensification, the results of geological and hydrodynamic modeling. Comparison of the efficiency of reserves development in areas characterized by different geological structure, identification

of influencing factors, construction of regression models and other analytical dependencies.

Keywords

oil field development, geological structure, facies model, hydraulic fracturing, horizontal wells, hydrodynamic model, multiple regression analysis

For citation

Grishchenko V.A., Yakupov R.F., Veliyev E.F., Mukhametshin V.Sh., Mukhamadiev B.M., Pozdnyakova T.V., Trofimov V.E. Formation of approaches to the development of reserves, taking into account the facial geological model of sedimentation on the example of the bobrikovsko-radevsky horizon of the Tuymazinsky oil field. Exposition Oil Gas, 2022, issue 5, P. 16–20. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-16-20

Received: 16.06.2022

Основные месторождения нефтяных компаний, ведущих разработку на территории Урало-Поволжья, были открыты в предыдущем столетии. Научные исследования и промышленные опыты позволили сформировать эффективные системы разработки, о чем свидетельствуют высокие значения текущих коэффициентов извлечения нефти (КИН), равные 0,4–0,6 д. ед. На локализацию оставшихся углеводородов, а также поиск наиболее эффективных методов их добычи сегодня направлены основные научные изыскания в области разработки месторождений [1, 2].

С палеогеографической точки зрения осадконакопление отложений бобриковского горизонта происходило в условиях обширной пологой прибрежной равнины, периодически заливаемой морем и рассеченной рукавами эстуария и каналами. В бобриковское время прибрежно-морские условия сменились прибрежно-континентальной обстановкой. В радаевское время происходит подъем территории и сокращение регрессирующего морского бассейна, который распадается на отдельные лагуны и заливы.

На основе анализа результатов интерпретации геофизических исследований скважин выделены четыре основных вида фациальных зон: каналы, второстепенные каналы промоин, дельтовые равнины, а также фронт дельты и проделы. В результате составлена концептуальная и цифровая 3D седиментологическая модель, которая позволила локализовать и дифференцировать коллектор по типу осадконакопления, она представлена на рисунке 1.

Выделенные фациальные зоны характеризуются различными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), связанными с условиями их формирования. Основные параметры представлены в таблице 1.

Как видно из таблицы 1, фации, относящиеся к категории каналов, обладают лучшими свойствами в сравнении с дельтовой группой. С целью дальнейшего анализа влияния геологического строения на разработку объекта, фации объединены в две группы. Группа 1 включает фации каналов и характеризуется высокими ФЕС, а группа 2 содержит дельтовые фации с ухудшенными свойствами.

Объект характеризуется не только анизотропией геологических свойств, но и различиями в сформированных системах разработки (рис. 2).

На объекте предусматривалось формирование системы разработки с треугольным размещением и расстоянием по 350–400 м между скважинами в сочетании с очагово-избирательной системой заводнения. В дальнейшем система локально трансформировалась в неравномерную, чему также способствовал перевод скважин с других объектов, отработавших там свои запасы. Особенно это повлияло на восточную часть объекта, характеризующуюся наиболее сложным строением, а также совпадающую в плане с основным объектом месторождения — пашийским горизонтом [3, 4]. С целью более детального анализа разработки вся площадь объекта была разделена на блоки, выделенные с учетом различий геологического строения и сформированной системы разработки. Основные показатели выделенных блоков представлены в таблице 2.

При сопоставлении видно, что восточная часть объекта обладает меньшей

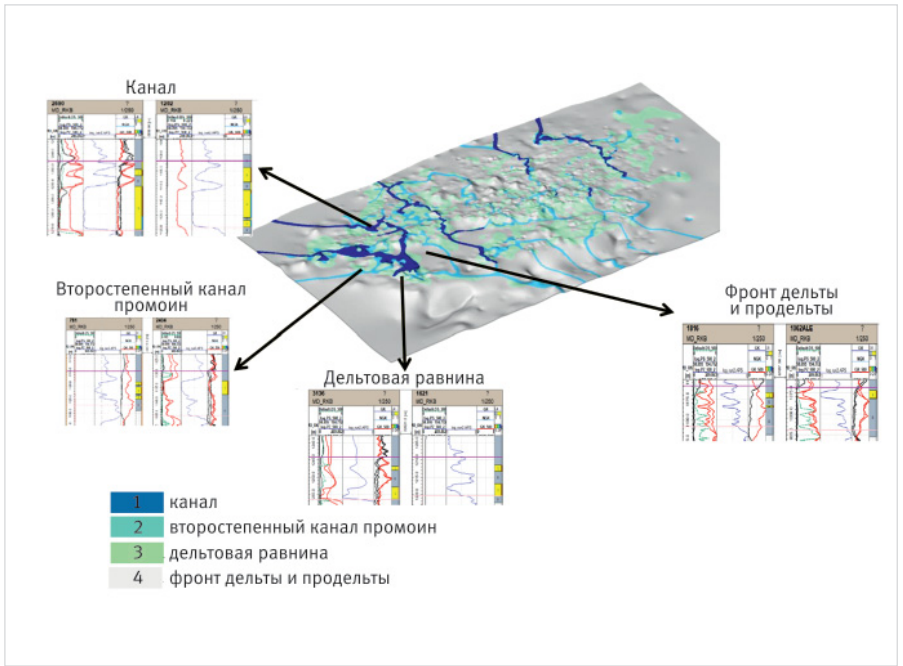


Рис. 1. Цифровая 3D-модель осадконакопления бобриковско-радаевского горизонта
Fig. 1. Digital 3D model of sedimentation of deposits of the bobrikovsko-radaevsky horizon

Табл. 1. Фильтрационно-емкостные свойства фациальных зон
Tab. 1. Filtration and capacitance properties of facies zones

Параметры	Группа для дальнейшего анализа			
	1	2	3	4
Фации	Канал	Второстепенный канал промоин	Дельтовая равнина	Фронт дельты и проделы
Пористость, д. ед.	0,24	0,24	0,23	0,22
Коэффициент нефтенасыщенности, д. ед.	0,84	0,82	0,77	0,73
Нефтенасыщенная толщина, м	5,8	4,4	2,4	1,5
Проницаемость, мкм²	0,861	0,778	0,511	0,475
Доля НГЗ, %	26	23	33	18

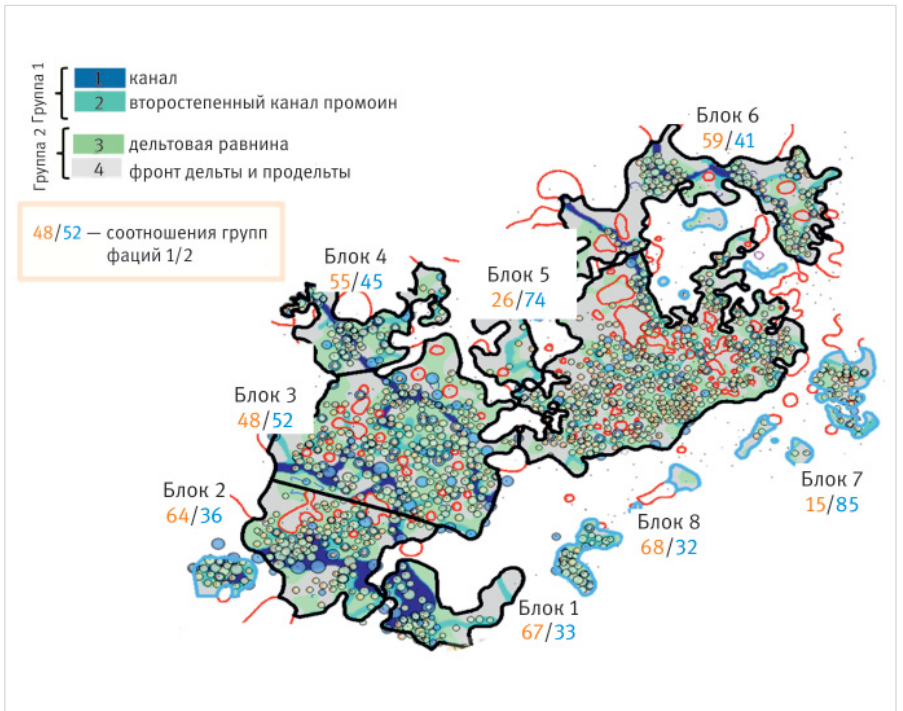


Рис. 2. Карта накопленных отборов и распределения фаций
Fig. 2. Map of cumulative selections and distribution of facies

проницаемостью и значениями нефтенасыщенных толщин, а также большей неоднородностью как по площади, так и по разрезу. В западной части преимущественно сформированы более чистые выдержанные высокопродуктивные песчаники, что отражается в увеличении доли запасов в группе фаций 1, относительно восточного направления, где преобладает вторая группа.

На основе анализа успешности применения высокотехнологичных методов [5–11] и с учетом различных условий геологической обстановки для бобриковско-радаевского объекта была сформирована программа по испытанию технологий повышения эффективности выработки зон остаточных запасов:

- бурение горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов на участках высокой продуктивности, низкой вертикальной анизотропии проницаемости и хорошей выдержанности коллектора;
- проведение гидроразрыва пласта для зон высокой неоднородности и низких ФЕС.

Первые результаты бурения горизонтальных скважин подтвердили ожидаемую высокую эффективность применения данной технологии в предложенных условиях. Согласно разработанной программе было пробурено шесть горизонтальных стволов (табл. 3).

Средний дебит нефти по горизонтальным скважинам, полученный при вводе в эксплуатацию, составил 45 т/сут, что в 20 раз выше текущего среднего дебита по объекту, который составляет 2,0 т/сут. По состоянию на 01.01.2022 г. за счет бурения горизонтальных стволов отобрано более 180 тыс. т нефти, скважины продолжают успешно эксплуатироваться. Все горизонтальные стволы проводились в каналах, т.е. на более высокопродуктивной фации. На основе полученных результатов с использованием карты распространения фаций была составлена программа дальнейшего разбуривания участков локализации остаточных запасов с преимущественным содержанием фаций группы 1 горизонтальными скважинами.

Вторым направлением было проведение ГРП на участках группы фаций 2. Целями применения технологии в условиях повышенной вертикальной и латеральной неоднородности коллектора являются повышение связанности пропластков с различной проницаемостью для обеспечения равномерной выработки запасов, а также увеличение области дренирования для исключения застойных зон в межскважинном пространстве (табл. 4).

Всего выполнено 45 операций со средним приростом дебита нефти 6,4 т/сут. Результаты реализации данной программы легли в основу стратегии дальнейшего промышленного внедрения по всей площади

объекта. На основе обобщения материалов была составлена программа мероприятий на добывающем фонде, направленная на повышение эффективности выработки запасов.

Бобриковско-радаевский объект характеризуется хорошей степенью изученности за счет высокой разбуренности и проведения значительного количества исследований. Достаточно большой объем данных позволил построить полномасштабную гидродинамическую модель (ГДМ) с высокой точностью адаптации и прогнозной способностью. На основе данной модели были локализованы зоны остаточных запасов, а выполненный анализ с учетом фациальной обстановки позволил составить адресную программу мероприятий, включающую различный набор технологий. Составленная программа представлена на рисунке 3.

Согласно расчетам на ГДМ, разработанная стратегия позволит дополнительно добыть более 5,5 млн т, что в полтора раза превышает прогнозную добычу базового фонда и позволит достичь КИН в целом по объекту, равный 0,460 д. ед. при прогнозе КИН, достигаемом при существующей системе разработки, равном 0,387 д. ед.

Для использования полученных результатов при решении задач на других

месторождениях выполнен множественный регрессионный анализ влияния геолого-технологических параметров на прогнозную величину КИН. Полученная модель ФЕС выглядит следующим образом:

$$КИН = 0,041 - 0,006 \cdot ПСС - 0,105 \cdot S_{н/к} + 0,750 \cdot K_{пр} + 0,091 \cdot K_{песч} \quad (1)$$

где КИН — прогнозная величина КИН, д. ед.; ПСС — планируемая плотность сетки скважин, га; $S_{н/к}$ — доля неколлектора, представляющая собой соотношение суммарной площади неколлекторов к общей площади рассматриваемого участка, д. ед.; $K_{пр}$ — величина абсолютной проницаемости, мкм²; $K_{песч}$ — коэффициент песчаности, д. ед.

Полученная модель имеет множественный коэффициент корреляции $R = 0,92$ и медиану отклонения 4,6 %. Для месторождений с меньшей изученностью возможно построение упрощенной модели. Она требует построения фациальной модели, аналогичной рассматриваемому месторождению. При отсутствии достаточного количества скважинных данных необходимо привлечение результатов 3D сейсмических исследований. Полученная модель фаций выглядит следующим образом:

Табл. 2. Основные показатели по блокам
Tab. 2. Key indicators by blocks

Параметр	Номер блока								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Доля НГЗ, %	8	16	28	7	23	10	1	3	3
Доля ТИЗ, %	11	7	23	9	33	15	1	1	0,1
Текущий КИН, д. ед.	0,360	0,412	0,379	0,337	0,324	0,319	0,342	0,463	0,601
Отбор от вовл. НИЗ, %	91	91	87	91	82	83	77	94	99
Обводненность, %	94	92	85	94	80	82	56	72	98
ПСС, га	29	24,3	22,7	23,1	15,9	25,3	14,9	15	18,3
Площадь блока, км ²	12,9	28,8	58,2	15,0	92,0	43,1	7,6	5,0	4,1
Площадь неколлекторов, км ²	0,3	1,9	4,0	1,6	23,9	10,5	0,5	0,1	0
Доля неколлекторов по площади, %	2	6	7	11	26	24	7	2	0
Нефтенас. толщина, м	4,1	4,0	3,6	3,8	2,9	3,9	2,5	4,2	4,3
Проницаемость, мкм ²	0,635	0,705	0,654	0,676	0,582	0,589	0,547	0,718	0,768
Кпесчаности, д. ед.	0,46	0,38	0,29	0,28	0,20	0,22	0,23	0,40	0,45
Доля НГЗ фаций группы 1, %	67	64	48	55	26	59	15	68	71
Доля НГЗ фаций группы 2, %	33	36	52	45	74	41	85	32	29
Прогнозный КИН по ГДМ, д. ед.	0,369	0,436	0,432	0,382	0,362	0,351	0,387	0,482	0,603

Табл. 3. Результаты бурения горизонтальных скважин
Tab. 3. Horizontal well drilling results

Тип скважины	L _г общ, м	L _г эфф, м	Запускные показатели			Накопленная добыча нефти, тыс. т *	Накопленное время работы, мес. *
			Q _н , т/сут	Q _ж , т/сут	Обв., %		
ГС	300	264	59,2	70,0	5	34	67
ГС	300	207	29,3	33,3	12	14	62
БГС	250	143	43,7	55,0	11	78	73
БГС	250	152	57,8	229,2	75	18	63
БГС	250	192	31,0	82,5	63	24	58
БГС	250	101	46,9	56,8	18	16	50
В целом	250–300	101–264	44,7	91,4	51	183	-

* — эффект продолжается.

Табл. 4. Показатели внедрения ГРП
Tab. 4. Hydraulic fracturing implementation indicators

Показатель	Значение
Количество операций, ед.	45
Удельная масса проппанта, т/м	2
Полудлина трещины ГРП, м	34
Прирост дебита жидкости, т/сут	19,9
Прирост дебита нефти, т/сут	6,4
Средняя длительность эффекта, мес.	28

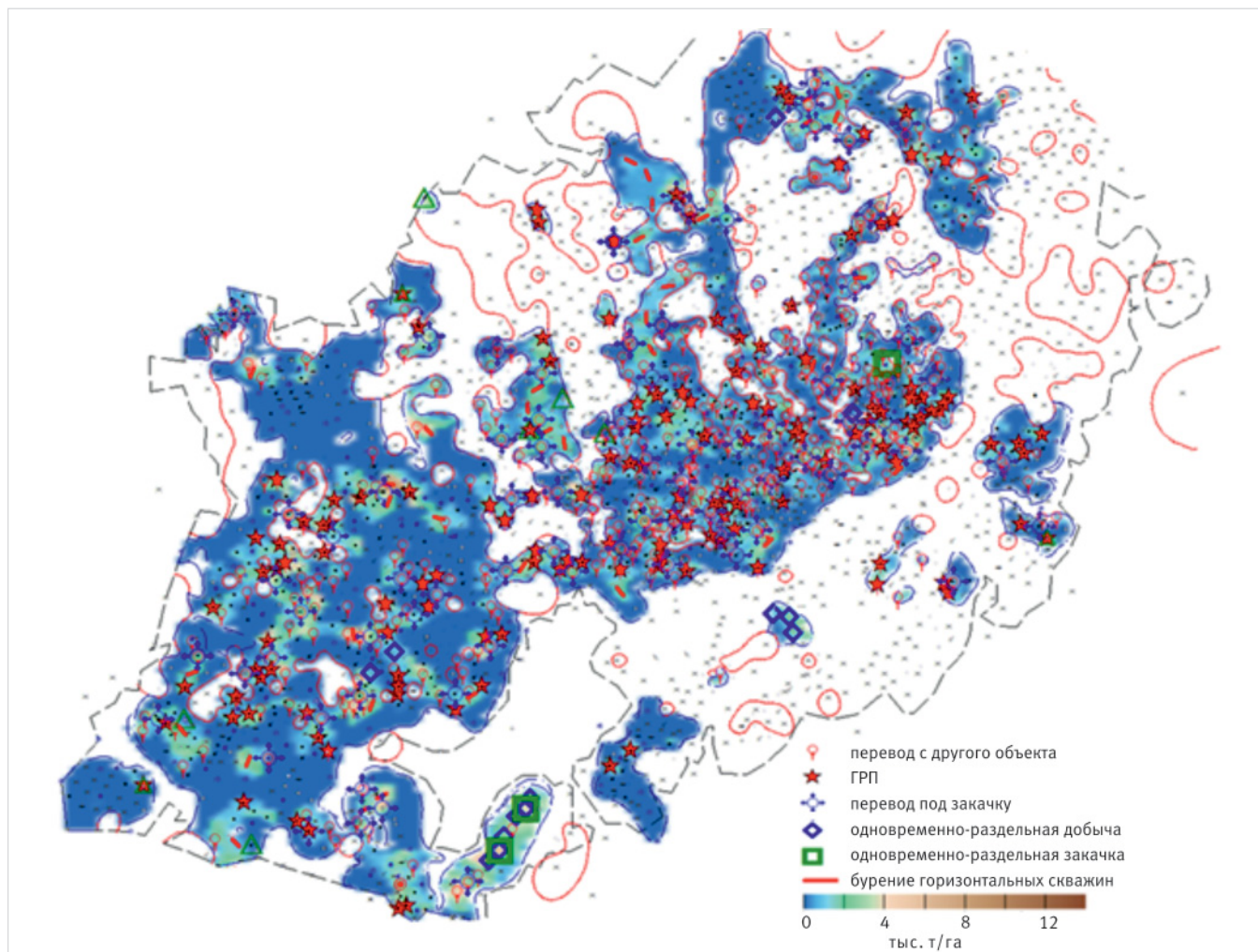


Рис. 3. Карта проектного размещения на карте текущих удельных подвижных запасов
Fig. 3. Map of project placement on the map of current mobile reserves

$$КИН=0,490-0,012 \cdot ПСС+0,003 \cdot D_1, \quad (2)$$

где D_1 — доля запасов, содержащихся в группе фаций 1, д. ед.

Полученная модель имеет множественный коэффициент корреляции $R = 0,84$ и медиану отклонения 8 %. С использованием уравнений (1) и (2) на месторождениях со схожим геологическим строением можно выполнить выбор оптимальной системы разработки.

Таким образом, результаты, полученные на бобриковско-радаевском горизонте Туймазинского месторождения, с достаточной степенью достоверности могут быть транслированы на другие месторождения для поддержки принятия решений в области разработки нефтяных залежей.

Итоги

- На основе анализа результатов ГИС построена цифровая 3D-модель осадконакопления бобриковско-радаевского горизонта. Выделены четыре основные фации, объединенные в две группы, где группа 1 характеризуется лучшими ФЕС в сравнении с группой 2.
- С учетом динамики показателей разработки в разрезе фациальных групп были сформированы программы бурения горизонтальных скважин в зонах с преобладающим содержанием каналов и проведения ГРП в зонах с преобладанием дельт.
- В результате обработки результатов

исследования методом множественной регрессии получены две статистические модели, отражающие влияние геолого-технологических параметров на величину конечного КИН.

Выводы

- Полученные статистические зависимости позволяют выполнить оперативную оценку КИН на месторождениях с меньшей степенью изученности и отсутствием данных для построения собственной высокоточной ГДМ. Использование разработанных моделей способствует тиражированию опыта, накопленного при разработке Туймазинского месторождения, на соседние участки со схожим геологическим строением.
- Высокая эффективность первых мероприятий, выполненных на основе проведенного комплексного анализа, позволила расширить область внедрения разработанной стратегии на всю площадь объекта. Реализация сформированной программы позволит дополнительно добыть более 5,5 млн т и достичь величину КИН в целом по объекту 0,460 д. ед.

Литература

1. Грищенко В.А., Асылгареев И.Н., Бахтизин Р.Н., Мухаметшин В.В., Якупов Р.Ф. Методический подход к мониторингу эффективности использования ресурсной базы при разработке нефтяных месторождений //

SOCAR Proceedings. 2021. № 2. С. 229–237.

2. Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Мамедов Э.А. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2. Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. С. 482.
3. Исхаков И.А., Баймухаметов К.С., Габитов Г.Х., Гибадуллин Н.З., Лозин Е.В., Якупов Р.Ф. Уроки разработки Туймазинского нефтяного месторождения // Нефтяное хозяйство. 2004. № 8. С. 12–16.
4. Грищенко В.А., Якупов Р.Ф., Мухаметшин В.Ш., Мухамдиев Б.М., Позднякова Т.В., Трофимов В.Е. Локализация и стратегия выработки остаточных запасов нефти пашийского горизонта Туймазинского месторождения на заключительной стадии разработки // Нефтяное хозяйство. 2021. № 5. С. 103–107.
5. Закиров С.Н. Анализ проблемы «Плотность сетки скважин — нефтеотдача». М.: Грааль, 2002. 314 с.
6. Лозин Е.В. Эффективность доработки нефтяных месторождений. Уфа: Башк. кн. изд-во, 1987. 152 с.
7. Якупов Р.Ф., Гимазов А.А., Мухаметшин В.Ш., Макаев Р.И. Аналитическая методика оценки эффективности технологии отбора прикровельной

нефти из водоплавающих залежей, верифицированная на гидродинамической модели // Нефтяное хозяйство. 2018. № 6. С. 66–69.

8. Грищенко В.А., Баширов И.Р., Мухаметшин М.Р., Бильданов В.Ф. Особенности применения проппантно-кислотного гидроразрыва пласта на нефтяных месторождениях

Республики Башкортостан // Нефтяное хозяйство. 2018. № 12. С. 120–122.

9. Якупов Р.Ф., Мухаметшин В.Ш., Зейгман Ю.В., Червякова А.Н., Валеев М.Д. Способ разработки контактных зон на примере Туймазинского нефтяного месторождения // Нефтяное хозяйство. 2017. № 10. С. 36–40.
10. Халимов Э.М., Леви Б.И. Технология

повышения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1985. 431 с.

11. Грищенко В.А., Позднякова Т.В., Мухамедиев Б.М., Мухаметшин В.В., Бахтизин Р.Н., Кулешова Л.С., Якупов Р.Ф. Повышение эффективности разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах на примере Турнейского яруса // SOCAR Proceedings. 2021. № 2. С. 238–247.

ENGLISH

Results

- Based on a comprehensive analysis of the facies identified according to well logging data, the distribution of reservoir properties, and development indicators, programs were formed for drilling horizontal wells in zones with a predominant content of channel facies and hydraulic fracturing in zones with a predominance of deltas.
- Successful implementation and high efficiency of the first measures made it possible to expand the area of implementation of the developed strategy to the entire area of the facility. The implementation of the formed program will make it possible

to additionally produce more than 5,5 million tons and achieve an oil recovery ratio of 0,460 share of units.

- As a result of processing the data prepared during the analysis, two statistical models were obtained using the multiple regression method. These dependencies make it possible to perform an operational assessment of oil recovery factor in fields with a lesser degree of knowledge and lack of data to build their own high-precision hydrodynamic model. The use of the developed models contributes to the replication of the experience gained during the development of the Tuymazinskoye field to neighboring areas with a similar geological structure.

References

1. Grishchenko V.A., Asylgareev I.N., Bakhtizin R.N., Mukhametshin V.V., Yakupov R.F. Methodological approach to the resource base efficiency monitoring in oil fields development. SOCAR Proceedings, 2021, issue 2, P. 229–237. (In Russ).
2. Zakirov S.N., Indrapsky I.M., Zakirov E.S., Mamedov E.A. New principles and technologies for the development of oil and gas fields. Part 2. Izhevsk: Institute for Computer Research, 2009, 482 p. (In Russ).
3. Iskhakov I.A., Baimukhametov K.S., Gabitov G.Kh., Gibadullin N.Z., Lozin E.V., Yakupov R.F. Lessons of development of Tuymazinskoye petroleum deposit. Oil industry, 2004, issue 8, P. 12–16. (In Russ).
4. Grishchenko V.A., Yakupov R.F., Mukhametshin V.Sh., Mukhamadiev B.M., Pozdnyakova T.V., Trofimov V.E. Localization and recovery strategy of residual reserves the pashian horizon of the Tuymazinskoye oil field at the final stage of development. Oil industry, 2021, issue 5, P. 103–107. (In Russ).
5. Zakirov S.N. Analysis of the problem “density of the well grid – oil recovery”. Moscow: Graal, 2002, 314 p. (In Russ).
6. Lozin E.V. Efficiency of additional development of oil fields. Ufa: Bashk. book publishing house, 1987, 152 p. (In Russ).
7. Yakupov R.F., Gimazov A.A., Mukhametshin V.Sh., Makaev R.I. Analytical method for estimating efficiency of oil recovery technology in case of bottom water-drive reservoir, verified on the hydrodynamic model. Oil industry, 2018, issue 6, P. 66–69. (In Russ).
8. Grishchenko V.A., Bashirov I.R., Mukhametshin M.R., Bildanov V.F. Features of application of proppant-acid fracturing technology o in the fields of the Republic of Bashkortostan. Oil industry, 2018, issue 12, P. 120–122. (In Russ).
9. Yakupov R.F., Mukhametshin V.Sh., Zeigman Yu.V., Chervyakova A.N., Valeev M.D. Metamorphic aureole development technique in terms of Tuymazinskoye oil field // Oil industry, 2017, issue 10, P. 36–40. (In Russ).
10. Khalimov E.M., Levi B.I. Technology for enhanced oil recovery. Moscow: Nedra, 1985, 431 p. (In Russ).
11. Grishchenko V.A., Pozdnyakova T.V., Mukhamadiev B.M., Mukhametshin V.V., Bakhtizin R.N., Kuleshova L.S., Yakupov R.F. Improving the carbonate reservoirs development efficiency on the example of the Tournaisian stage deposits. SOCAR Proceedings, 2021, issue 2, P. 238–247. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Грищенко Вадим Александрович, главный инженер проекта, ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия
Для контактов: grishchenkova@bnipti.rosneft.ru

Якупов Рустем Фазылович, к.т.н., заместитель начальника управления по разработке месторождений, ООО «Башнефть-Добыча», Уфа, Россия

Велиев Эльчин Фикрет оглы, к.т.н., заместитель заведующего лабораторией аналитических исследований, НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

Мухаметшин Вячеслав Шарифуллович, д.г.-м.н., профессор, Уфимский государственный нефтяной технический университет, Октябрьский, Россия

Мухамедиев Булат Маратович, руководитель сектора проектирования разработки месторождений Запада Башкортостана, ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия

Позднякова Татьяна Владимировна, начальник отдела проектирования Волго-Урала, ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия

Трофимов Вячеслав Евгеньевич, начальник управления по проектированию разработки месторождений, ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия

Grishchenko Vadim Alexandrovich, chief engineer of the project, “RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: grishchenkova@bnipti.rosneft.ru

Yakupov Rustem Fazylovich, candidate of technical sciences, deputy head of the field development department, “Bashneft-Dobycha” LLC, Ufa, Russia

Veliyev Elchin Fikret oglu, candidate of technical sciences, Deputy Head of the Laboratory of Analytical Research, NIPi “Neftegaz”, SOCAR, Baku, Azerbaijan

Mukhametshin Vyacheslav Sharifullovich, doctor of science of geologo-mineralogical sciences, professor, Ufa state petroleum technological university, Oktyabrsky, Russia

Mukhamadiev Bulat Maratovich, head of field development design sector in the west of Bashkortostan, “RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia

Pozdnyakova Tatyana Vladimirovna, head of the Volga-Ural design department, “RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia

Trofimov Vyacheslav Evgenievich, head of field development engineering department, “RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia