Недропользование. 2024. Т. 24, № 2. С.65-71. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.2.3

ISSN 2712-8008
Том / Volume 24 №2 2024
Домашняя страница журнала: http://vestnik.pstu.ru/geo/

НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

УДК 622.276.6
Статья / Article
© ПНИПУ / PNRPU, 2024

Анализ энергетического потенциала фациально-неоднородных карбонатных коллекторов в процессе выработки запасов углеводородов

П.О. Чалова

Пермский национальный исследовательский политехнический университет
(Российская Федерация, 614990, г. Пермь, Комсомольский проспект, 29)

Energy Potential Analysis of Facially Heterogeneous Carbonate Reservoirs in the Process of Hydrocarbon Reserves Development

Polina O. Chalova

Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)

Получена / Received: 15.12.2023. Принята / Accepted: 31.05.2024. Опубликована / Published: 28.06.2024

Ключевые слова:
фациальный анализ, динамика пластового давления, статистический анализ, сложнопостроенный карбонатный коллектор, рифовый резервуар, энергетическое состояние залежи.

Анализ энергетического состояния залежи является неотъемлемой частью мониторинга разработки месторождений. В настоящее время значительный объем добычи в Пермском крае приходится на сложнопостроенные карбонатные коллекторы, которые характеризуются неоднородностью как по вертикали, так и по латерали, различными фильтрационно-емкостными характеристиками, чередованием отличающихся типов пустотного пространства, большим коэффициентом расчлененности. В таких условиях возрастает необходимость постоянного мониторинга энергетического состояния залежи, в частности динамики пластового давления. В данной работе на примере карбонатной залежи Т-Фм-Фр одного нефтяного месторождения, расположенного в Пермском крае в северной части Соликамской депрессии, проведен анализ изменения пластового давления по различным литолого-фациальным зонам с начала ввода скважин в эксплуатацию. Выделенные в результате фациального анализа четыре зоны являются характерными для месторождений, приуроченных к рифовым резервуарам Соликамской депрессии, и характеризуются различным геологическим строением. Принято считать, фильтрационно-емкостные свойства коллектора, запасы месторождения и дебиты скважин могут напрямую зависеть от литолого-фациальной зональности. Так, в результате исследования установлено, что фация верхней части тылового шлейфа рифа характеризуется максимальной величиной накопленной добычи жидкости и лучшими фильтрационно-емкостными свойствами. Однако по величине изменения пластового давления в скважинах, полученного с помощью методов искусственного интеллекта в программе Data Stream Analytics, и при расчете статистических критериев установлено, что особенности фациальной обстановки несущественно влияют на величину изменения пластового давления с начала ввода скважин в эксплуатацию. Рассчитанные критерии подтверждают различную величину накопленной добычи нефти и жидкости по фациям и не являются статистически значимыми для величины изменения пластового давления. Результаты исследования указывают на необходимость учета всех фациальных зон как единого объекта разработки при выборе оптимальной системы поддержания пластового давления и подборе геолого-технологических мероприятий на скважинах.

Keywords:
facies analysis, reservoir pressure dynamics, statistical analysis, complex carbonate reservoir, reef reservoir, reservoir energy state.

Analysis of the energy state of a deposit is an integral part of field development monitoring. Now, a significant volume of production in the Perm Krai comes from complex carbonate reservoirs, which are characterized by heterogeneity both vertically and laterally, different filtration and reservoir characteristics, alternation of different types of void space, and a large coefficient of compartmentalization. Under such conditions, the need for constant monitoring of the reservoir energy state, in particular the dynamics of reservoir pressure, increases. In this work, using the example of the T-Fm-Fr carbonate deposit of one oil field located in the Perm Krai in the northern part of the Solikamsk depression, an analysis of changes in reservoir pressure in various lithological-facial zones since the beginning of well commissioning was carried out. The four zones identified as a result of facies analysis are characteristic of fields confined to the reef reservoirs of the Solikamsk Depression and are characterized by different geological structures. It is generally accepted that the filtration and reservoir properties of a reservoir, field reserves and well flow rates can directly depend on lithological-facial zoning. Thus, as a result of the study, it was established that the facies of the upper part of the rear plume of the reef was characterized by the maximum amount of accumulated fluid production and the best filtration and reservoir properties. However, based on the magnitude of changes in reservoir pressure in wells, obtained using artificial intelligence methods in the Data Stream Analytics program, and when calculating statistical criteria, it was established that the features of the facies environment did not significantly affect the magnitude of changes in reservoir pressure from the beginning of putting wells into operation. The calculated criteria confirmed the different amounts of accumulated oil and liquid production by facies and were not statistically significant for the magnitude of changes in reservoir pressure. The results of the study indicated the need to take into account all facial zones as a single development object when choosing the optimal system for maintaining reservoir pressure and selecting well stimulation.

© **Чалова Полина Олеговна** – ассистент кафедры «Геология нефти и газа» (тел.: +007 (922) 305 75 15; e-mail: chalovapolina@yandex.ru).

© **Polina O. Chalova** (Author ID in Scopus: 57223986143, ORCID: 0000-0002-4862-0116) – Senior Lecturer at the Department of Oil and Gas Geology (tel.: +007 (922) 305 75 15, e-mail: chalovapolina@yandex.ru).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:
Чалова, П.О. Анализ энергетического потенциала фациально-неоднородных карбонатных коллекторов в процессе выработки запасов углеводородов / П.О. Чалова // Недропользование. – 2024. – Т.24, №2. – С.65–71. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.2.3

Please cite this article in English as:
Chalova P.O. Energy potential analysis of facially heterogeneous carbonate reservoirs in the process of hydrocarbon reserves development. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2024, vol.24, no.2, pp.65-71. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.2.3

Введение

В настоящее время большой объем добычи в Пермском крае приходится на карбонатные залежи, приуроченные к органогенным постройкам. Такие коллекторы чаще всего характеризуются сложным неоднородным строением [1, 2]. Неоднородность обусловлена сложностью диагенетических преобразований, в результате которых можно наблюдать образование сети пор размером от макропор до пор менее 1 мкм [3]. Также различные палеогеоморфологические условия осадконакопления обусловливают разнофациальный характер отложений. Известно, что детализированное изучение фаций горных пород актуально при разбуривании и рациональной разработке залежей углеводородов [4–7]. Фациальная зональность карбонатных рифовых комплексов является важной естественной причиной неоднородности резервуаров [8–10]. Так, авторы работы [11] в результате детального анализа выделенных фаций и петрофизической типизации пород Бангестанской толщи на нефтяном месторождении Ахваз определили три фации с более высоким «качеством» коллектора и, соответственно, более высокими значениями фильтрационно-емкостных характеристик. В работе Carrasquilla и др. [12] отмечена важность комплексирования результатов фациального анализа различными методами и интегрирование полученных данных с помощью искусственного интеллекта для более точной оценки потенциала карбонатного коллектора в бассейне Кампус, Юго-Восточная Бразилия. Kakemema и др. [13] на основе петрофизических свойств, характеристик осадочных фаций и их диагенетических модификаций удалось идентифицировать пять единиц гидравлического потока с наилучшими значениями пористости, проницаемости и пропускной способности в триасовом карбонатном коллекторе на месторождении Южный Парс, бассейн Персидского залива. В работе [14] на примере месторождения Пермского края, приуроченного к рифовому карбонатному резервуару, отмечается, что в различных литолого-фациальных зонах вторичные преобразования пород происходят по-разному. Следовательно, фильтрационно-емкостные свойства коллектора, запасы месторождения, дебиты скважин и накопленная добыча нефти могут напрямую зависеть от литолого-фациальной зональности (ЛФЗ) [1, 15–17].

Неоднородность свойств карбонатных коллекторов как по вертикали, так и по латерали, фациальная изменчивость, сложная структура пор и различные фильтрационно-емкостные характеристики обусловливают необходимость постоянного мониторинга энергетического состояния залежи, в частности динамики пластового давления.

Целью данного исследования является анализ изменения пластового давления в скважинах с момента их ввода в эксплуатацию по различным ЛФЗ Т-Фм-Фр объекта разработки одного из нефтяных месторождений севера Пермского края.

Объект исследования

Объектом исследования является залежь Т-Фм-Фр одного нефтяного месторождения, которое расположено в Пермском крае в северной части Соликамской депрессии. Соликамская депрессия, в свою очередь, расположена в области распространения единого крупного Камско-Кинельского прогиба с широким развитием рифовых построек позднедевонского возраста, местоположение которых контролируется различными тектоническими блоками. Исследуемая залежь Т-Фм-Фр приурочена к рифовому карбонатному массиву. Коллектор представлен известняками биоморфно-детритовыми и водорослево-комковатыми, вверху кавернозными и кавернозно-пористыми, ниже – с кавернами и секущими трещинами, в том числе с битумом.

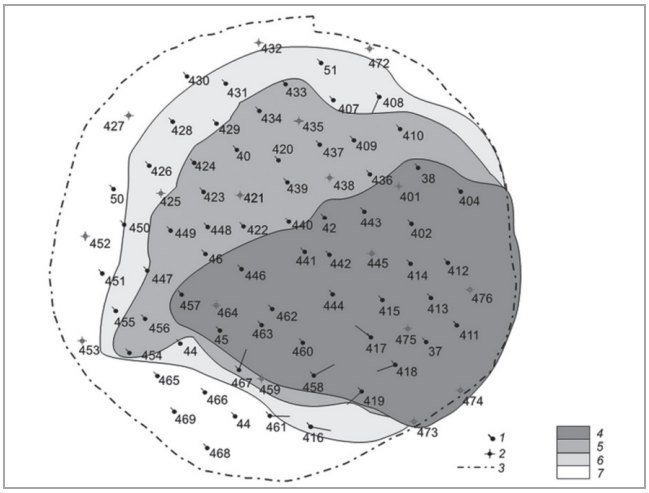


Рис. 1. Литолого-фациальная схема исследуемого месторождения: *1* – добывающая скважина; *2* – нагнетательная скважина; *3* – внешний контур нефтеносности; *4* – фациальная зона нижней части тылового шлейфа рифа; *5* – фациальная зона верхней части тылового шлейфа рифа; *6* – фациальная зона биогермного ядра; *7* – фациальная зона склона рифа

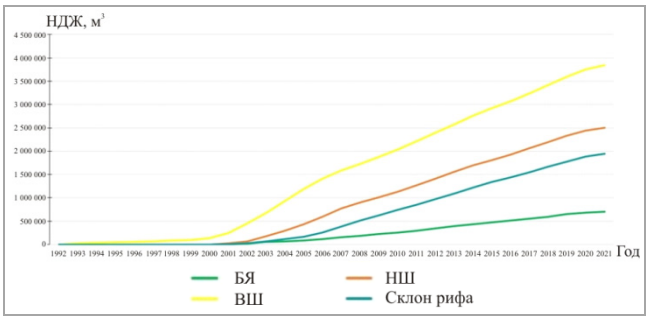


Рис. 2. График накопленной добычи жидкости по ЛФЗ с начала разработки месторождения

В результате фациального анализа в пределах месторождения выделено четыре ЛФЗ [18, 19], характеризующих развитие органогенно-карбонатной постройки: биогермное ядро (БЯ), верхняя и нижняя части тылового шлейфа рифа (ВШ и НШ), склон рифа (рис. 1).

Данные ЛФЗ являются характерными для месторождений северной части Соликамской депрессии [20, 21]. Выделение данных зон обусловлено определенными условиями осадконакопления. Фациальные зоны характеризуются различным литологическим составом, типом коллектора и, как следствие, различными фильтрационно-емкостными характеристиками и величиной накопленной добычи жидкости (НДЖ) (рис. 2).

Данная дифференциация по накопленной добыче жидкости может быть обусловлена различным фондом добывающих и нагнетательных скважин, геолого-технологическими условиями разработки, темпами разбуривания, типом вскрываемого коллектора, а также эффективностью применяемой системы поддержания пластового давления (ППД). Данные фонда скважин и средние значения

фильтрационно-емкостных характеристик по ЛФЗ приведены в табл. 1.

Фильтрационно-емкостные характеристики Т-Фм-Фр объекта разработки ($k_{пр}$ – коэффициент проницаемости зоны дренирования пласта, $K_п$ – коэффициент пористости) приведены по результатам гидродинамических исследований скважин.

Таблица 1

Данные фонда скважин по ЛФЗ и средние значение фильтрационно-емкостных характеристик

ЛФЗ	Количество добывающих скважин, ед.	Количество нагнетательных скважин, ед.	$k_{пр}$, мД	$K_п$, %
БЯ	12	2	8,54	7,92
ВШ	18	4	73,5	9,3
НШ	21	7	41,3	8,91
Склон рифа	10	6	6,7	9,71

Анализ изменения пластового давления по ЛФЗ в процессе разработки залежи

Пластовое давление ($P_{пл}$) является важнейшим параметром при мониторинге энергетического состояния залежи [22]. По величине пластового давления осуществляется прогноз добычи углеводородов, моделирование разработки в целом, а также производительность скважин. Чаще всего величина пластового давления определяется в результате гидродинамических исследований скважин (ГДИ). Но для проведения ГДИ требуется продолжительная остановка скважины, что зачастую приводит к недоборам жидкости [23–25]. В связи с этим в последнее время возникает потребность в создании косвенных методов определения пластового давления, исключающих технологический этап продолжительной остановки скважин [26, 27]. К таким методам можно отнести определение пластового давления на этапе бурения или ремонта скважины [28], определение $P_{пл}$ с помощью модификации метода материального баланса, используемого при подсчете запасов [29, 30]. Комплексирование накопленных данных эксплуатации скважин и применение определенных методов математической и статистической обработки также относится к косвенным методам определения пластового давления без остановки скважины на ГДИ [31–38].

С появлением искусственного интеллекта (ИИ) в нефтяной промышленности наблюдается рост его использования в разведке, разработке и добыче для сокращения затрат и времени на принятие решений [39, 40]. В частности, новым направлением принято считать применение машинного обучения и ИИ при оценке энергетического состояния залежи [41].

В данной работе использованы величины пластового давления, рассчитанные с помощью методов искусственного интеллекта [23, 41]. Методика определения $P_{пл}$ реализована в программном продукте Data Stream Analytics (DSA) (модуль «Оценка и прогноз энергетического состояния залежи») [42, 43]. Благодаря данной программе при наличии минимального набора фактических исходных параметров возможно получить достоверные значения пластового давления по каждой скважине в различные периоды разработки залежи. График прогноза $P_{пл}$ в программе DSA по одной из добывающих скважин исследуемого месторождения представлен на рис. 3.

Как видно на рис. 3, расчетное пластовое давление характеризуется высокой степенью корреляции (r = 0,89) с точечными замерами при остановке скважины на ГДИ. Соответственно, на основе рассчитанных значений можно проводить анализ энергетического состояния залежи в различные периоды разработки. Программа также позволяет осуществлять расчет значений пластового давления на перспективный период.

В целях анализа изменения пластового давления в процессе разработки залежи по различным ЛФЗ создана единая база данных по исследуемому месторождению, содержащая накопленную добычу жидкости (НДЖ) и нефти (НДН) с начала эксплуатации

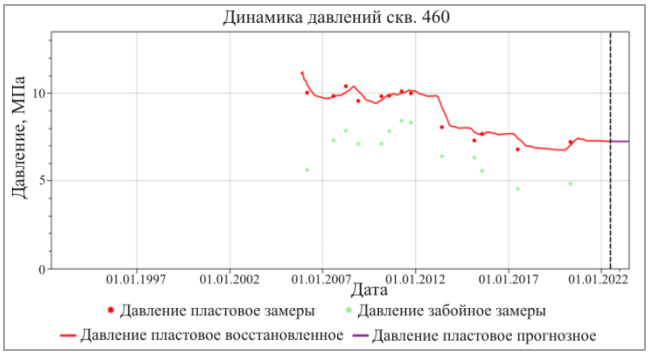


Рис. 3. Пример расчета $P_{пл}$ скв. №460. Объект Т-Фм-Фр

скважины и изменение пластового давления с момента запуска скважины ($\Delta P_{пл}$). На рис. 4 приведены гистограммы распределения исследуемых параметров и статистические характеристики по ЛФЗ.

Анализируя рис. 2, 4 (*а*) установлено, что фация верхней части тылового шлейфа рифа (ЛФЗ 2) характеризуется максимальным показателем накопленной добычи жидкости. Коллектор представлен известняками серыми, желтовато- и темно-серыми, сгустково-детритовыми и комковатыми, кавернозно-пористыми, с тонкими протяженными трещинками. Благодаря палеокарстовому выщелачиванию в породах данной ЛФЗ образуются вертикальные участки развития каверн, переходящих в извилистые субвертикальные полости [21]. Средние коэффициенты пористости и проницаемости по фации равны 9,3 % и 75,3 мД соответственно. Стоит отметить, что коллектор данной ЛФЗ отличается максимальным средним значением $k_{пр}$, мД.

Изменение пластового давления во всех ЛФЗ характеризуется нормальным распределением и примерно одинаковым средним значением. Из всех ЛФЗ выделяется фация склона рифа, где диапазон изменения пластового давления варьируется от –5 и до 5 МПа, что говорит о значительной величине компенсации пластового давления благодаря системе ППД.

После анализа и комплексирования накопленных данных в программе STATISTICA [44, 45] выполнялся анализ по параметрическому *t*-критерию Стьюдента и непараметрическому *U*-критерию Манна – Уитни.

t-критерий Стьюдента обычно используется для определения статистической значимости различий средних величин и может применяться как в случаях сравнения независимых выборок, так и при сравнении связанных совокупностей. Чем больше значение *t*-критерия, тем с большей уверенностью мы можем утверждать, что средние величины изменения пластового давления по ЛФЗ различны.

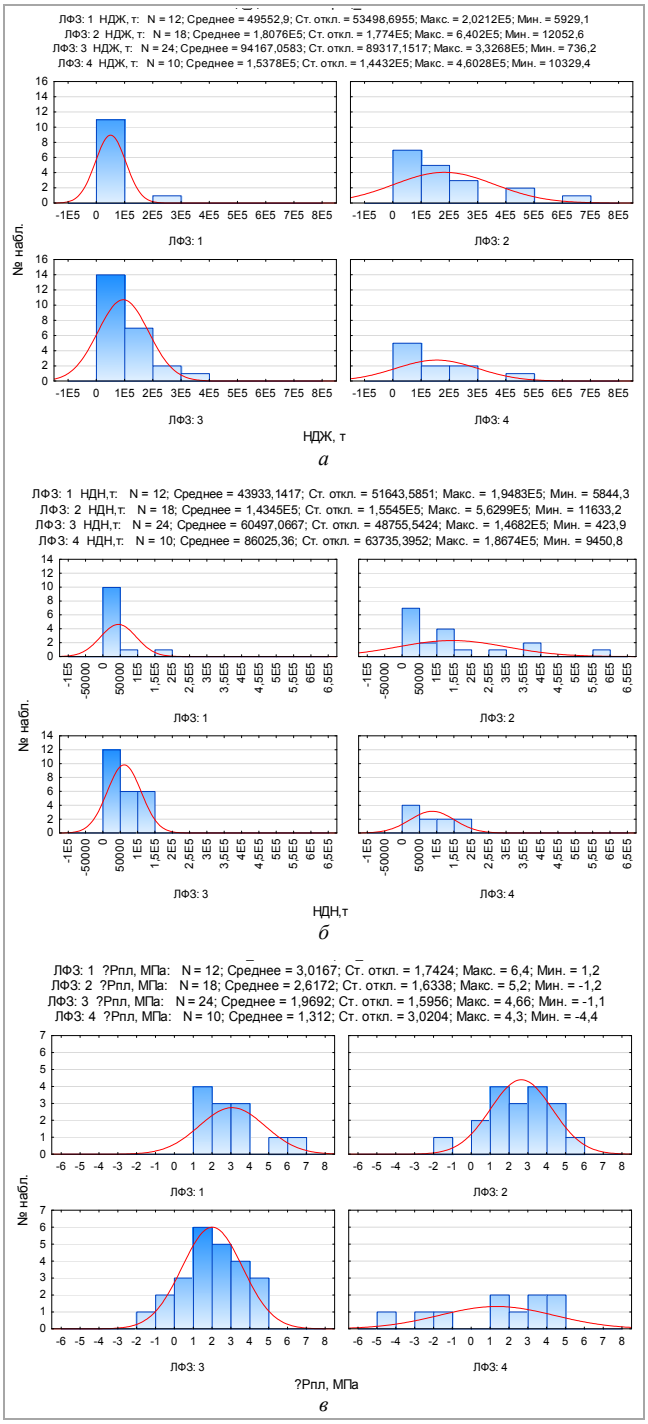


Рис. 4. Гистограммы распределения: *а* – НДЖ и статистические характеристики по литолого-фациальным зонам; *б* – НДН и статистические характеристики по литолого-фациальным зонам; *в* – $\Delta P_{пл}$ и статистические характеристики по литолого-фациальным зонам; *1* – биогермное ядро; *2* – верхняя часть тылового шлейфа рифа; *3* – нижняя часть тылового шлейфа рифа; *4* – склон рифа

Так как формула расчета *t*-критерия включает в себя средние значения, то в некоторых случаях (при наличии большого числа выбросов в выборках) данный критерий может давать некорректные значения. Поэтому в данной работе дополнительно произведены расчеты непараметрического *U*-критерия Манна – Уитни.

При вычислении *U*-критерия Манна – Уитни каждому значению от меньшего к большему в обеих выборках присваивался ранг. Далее определялось то, насколько мала зона перекрещивающихся значений между двумя вариационными рядами. Чем меньше значение критерия, тем вероятнее, что различия между значениями параметра в выборках достоверны.

Таблица 2

Результаты анализа
по статистическим критериям

Параметр	Кол-во скважин		Ср. знач. параметра		Статистическая характеристика: *t*-критерий / *p*-уровень значимости	Статистическая характеристика: *U*-критерий / *p*-уровень значимости
	Ф1	**Ф2**	**Ф1**	**Ф2**	**Ф1–Ф2**	
$\Delta P_{пл}$, МПа			3,02	2,6	0,64 0,53	0,14 0,88
НДЖ, т	12	18	49552,90	180757,2	–2,48 0,02	–2,31 0,02
НДН, т			43933,14	143445,7	–2,23 0,04	–2,31 0,02
	Ф2	**Ф3**	**Ф2**	**Ф3**	**Ф2–Ф3**	
$\Delta P_{пл}$, МПа			2,6	1,97	1,29 0,2	1,35 0,17
НДЖ, т	18	24	180757,2	94167,06	2,07 0,04	1,74 0,08
НДН,т			143445,7	60497,07	2,47 0,02	1,69 0,09
	Ф3	**Ф4**	**Ф3**	**Ф4**	**Ф3–Ф4**	
$\Delta P_{пл}$, МПа			1,97	1,3	0,83 0,41	0,04 0,96
НДЖ, т	24	10	94167,06	153777,1	–1,47 0,15	–1,11 0,26
НДН, т			60497,07	86025,4	–1,27 0,21	–1,15 0,25
	Ф1	**Ф4**	**Ф1**	**Ф4**	**Ф1–Ф4**	
$\Delta P_{пл}$, МПа			3,02	1,3	1,66 0,11	0,76 0,45
НДЖ, т	12	10	49552,90	153777,1	–2,33 0,03	–2,07 0,04
НДН, т			43933,14	86025,4	–1,71 0,1	–1,68 0,09

Примечание: красным выделены статистически значимые (различные) показатели.

Также для проверки гипотезы о том, что $\Delta P_{пл}$ различно по ЛФЗ, для всех критериев определен *p*-уровень значимости при сравнении средних значений исследуемых показателей. Значение *p*-уровня больше 5 % свидетельствует о том, что значимых различий среди двух выборок по ЛФЗ не обнаружено.

Результаты сравнения средних значений исследуемых параметров в выборках по ЛФЗ, выполненного по *t*-критерию Стьюдента и *U*-критерию Манна – Уитни приведены в табл. 2.

Исследуемые литолого-фациальные зоны в результате попарного корреляционного анализа характеризуются статистически значимым *t*-критерием Стьюдента по параметрам накопленной

добычи жидкости (НДЖ) и накопленной добычи нефти (НДН) с начала эксплуатации. *U*-критерий Манна – Уитни также показывает статистически значимые различия между ЛФЗ по данным параметрам. При этом в результате сравнения средних значений в выборках по ЛФЗ 3 и 4 выявлено, что все исследуемые параметры не являются статистически различными.

Параметр $\Delta P_{пл}$ не является статистически значимым при определении обоих критериев и свидетельствует, что во всех ЛФЗ выработка запасов нефти характеризуется примерно одинаковым изменением пластового давления с начала ввода в эксплуатацию скважины.

Заключение

Настоящая статья посвящена статистическому анализу величины изменения пластового давления с начала эксплуатации скважин по выделенным в результате литолого-фациального анализа зонам.

Для решения поставленной задачи были использованы величины $\Delta P_{пл}$, рассчитанные с помощью методов искусственного интеллекта в программе Data Stream Analytics (модуль «Оценка и прогноз энергетического состояния залежи»). Для сравнения средней величины $\Delta P_{пл}$ по литолого-фациальным зонам в программе STATISTICA выполнялся расчет параметрического *t*-критерия Стьюдента и непараметрического *U*-критерия Манна – Уитни.

В результате выполненного анализа установлено, что особенности фациальной обстановки несущественно влияют на величину изменения пластового давления в условиях сложнопостроенного карбонатного коллектора, приуроченного к рифовому резервуару. В дальнейшем, при подборе системы ППД, рационально рассматривать все фациальные зоны в совокупности, как единый объект разработки.

Библиографический список

1. Мартюшев, Д.А. Изучение закономерностей распределения фильтрационных свойств в пределах сложнопостроенных карбонатных резервуаров / Д.А. Мартюшев, В.И. Галкин, И.Н. Пономарева // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 11. – С. 117–126. DOI: 10.18799/24131830/2021/11/3069
2. Study of void spacestructure and its influence on carbonate reservoir properties: X-ray microtomography, electron microscopy, and well testing / D.A. Martyushev, I.N. Ponomareva, A.S. Chukhlov, S. Davoodi, B.M. Osovetsky, K.P. Kazymov, Y. Yang // Mar.Pet. Geol. – 2023. – № 151. – P. 106192. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2023.106192
3. Hosa, A. Order of diagenetic events controls evolution of porosity and permeability in carbonates / A. Hosa, R. Wood // Sedimentology. – 2020. – № 67. – P. 3042–3054. DOI: 10.1111/sed.12733
4. Белозеров, В.Б. Роль фациального анализа в эффективности разработки залежей углеводородов / В.Б. Белозеров, М.О. Коровин // Газовая промышленность. – 2017. – № 7(755). – С. 18–23.
5. Estimation of porosity and facies distribution through seismic inversion in an unconventional tight sandstone reservoir of Hangjinqi area, Ordos basin / U. Ashraf, A. Anees, W.Z. Shi, R. Wang, M. Ali, R. Jiang, H.V. Thanh, I. Iqbal, X.N. Zhang, H.C. Zhang // Front. Earth Sci. – 2022. – № 10. – P. 1014052. DOI: 10.3389/feart.2022.1014052
6. Sedimentary FaciesControls for Reservoir Quality Prediction of Lower Shihezi Member-1 of the Hangjinqi Area / A. Anees, H. Zhang, U. Ashraf, R. Wang, K. Liu, A. Abbas, Z. Ullah, X. Zhang, L. Duan, F. Liu [et al.] // Ordos Basin. Minerals. – 2022. – № 12 (2). – P. 126. DOI: 10.3390/min12020126
7. Classification of rock facies using deep convolutional neural network / M. Soleimani, M. Riahi, M. Bagheri, M. Rahimi. – 2023. DOI: 10.21203/rs.3.rs-3046109/v1.
8. Черепанов, С.С. Исследование и совершенствование методов оценки трещиноватости карбонатных коллекторов (на примере турне-фаменских отложений соликамской депрессии): специальность 25.00.12 «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений»: дис. … канд. техн. наук / С. С. Черепанов. – Пермь, 2016. – 111 с.
9. Flügel, E. Microfacies of carbonate rocks: analysis, interpretation and application / E. Flügel, A. Munnecke. – Berlin: Springer, 2010. – T. 976. – C. 2004.
10. Electrofacies modeling as a powerful tool for evaluation of heterogeneities in carbonate reservoirs: A case from the Oligo-Miocene Asmari Formation (Dezful Embayment, southwest of Iran) / E. Khazaie, Y. Noorian, R. Moussavi-Harami [et al.] // Journal of African Earth Sciences. – 2022. – Vol. 195. – P. 104676. DOI: 10.1016/j.jafrearsci.2022.104676
11. Role of facies cycles on the mid-upper Cretaceous Bangestan Reservoir rock typing in the Zagros Basin / M. Khoshnoodkia, A. Mirzaei-Paiaman, O. Rahmani, M. Hossein Adabi // Marine and Petroleum Geology. – 2023. – Vol. 148 (2). – P. 106056. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2022.106056
12. Carrasquilla, A. Using facies, data mining and artificial intelligence concepts in the evaluation of a carbonate reservoir in Campos basin, Southeastern Brazil / A. Carrasquilla, M. Tavares, N. Franco Filho // Journal of South American Earth Sciences. – 2022. – Vol. 120. – P. 104059. DOI: 10.1016/j.jsames.2022.104059
13. Facies, sequence framework, and reservoir quality along a Triassic carbonate ramp: Kangan Formation, South Pars Field, Persian Gulf Superbasin / U. Kakemem, A. Jafarian, A. Husinec [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Vol. 198. – P. 108166. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.108166
14. Evaluation of facies heterogeneity in reef carbonate reservoirs: A case study from the oil field, Perm Krai, Central-Eastern Russia / Dmitriy A. Martyushev, Polina O. Chalova, Shadfar Davoodi, Umar Ashraf // Geoenergy Science and Engineering. – 2023. – Vol. 227. – P. 211814. DOI: 10.1016/j.geoen.2023.211814
15. Козлова, И.А. Использование методов литолого-фациального анализа для уточнения геологического строения карбонатных залежей месторождений Соликамской депрессии / И.А. Козлова, И.С. Путилов, Н.А. Филькина // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 7. – С. 32–36.
16. Лузина, Д.В. Анализ фациальных зон и коллекторских свойств турнейско-фаменских рифогенных построек Соликамской депрессии / Д.В. Лузина, С.Н. Кривощеков // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – Т. 11, № 5. – С. 7–15.
17. Facies analysis, diagenesis and sequence stratigraphy of the carbonate-evaporite succession of the Upper Jurassic Surmeh Formation: Impacts on reservoir quality (Salman Oil Field, Persian Gulf, Iran) / M. Beigi, A. Jafarian, M. Javanbakht [et al.] // Journal of African Earth Sciences. – 2017. – Vol. 129. – P. 179–194. DOI: 10.1016/j.jafrearsci.2017.01.005
18. Путилов, И.С. Статистический подход к прогнозированию фаций по данным керна и ГИС / И.С. Путилов, Н.А. Филькина // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2010. – № 2. – С. 19–23.
19. Путилов, И.С. Разработка технологий комплексного изучения геологического строения и размещения месторождений нефти и газа / И.С. Путилов. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2014. – 285 с.
20. Вилесов, А.П. Фациальная природа коллекторов верхнедевонских рифогенных массивов северо-восточной части Березниковского палеоплато / А.П. Вилесов, В.Л. Воеводкин, Э.К. Сташкова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – № 3-4. – С. 81–86.
21. Лядова, Н.А. Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений Пермского края / Н.А. Лядова, Ю.А. Яковлев, А.В. Распопов. – М.: ВНИИОЭНГ, 2010. – 335 с.
22. Харисов, М.Н. Алгоритм косвенного определения пластового давления с использованием методов Data Mining / М.Н. Харисов, Э.А. Юнусова, Р.А. Майский // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – № 3(113). – С. 40–48.
23. Захаров, Л.А. Прогнозирование динамического пластового давления методами искусственного интеллекта / Л.А. Захаров, Д.А. Мартюшев, И.Н. Пономарева // Записки Горного института. – 2022. – Т. 253. – С. 23–32. DOI: 10.31897/PMI.2022.11
24. Оптимизация проведения гидродинамических исследований скважин в условиях карбонатного коллектора / А.Е. Давыдова, А.А. Щуренко, Н.М. Дадакин [и др.] // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2018. – Т. 17, № 2. – С. 123–135. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.2.3
25. Пономарева, И.Н. Оценка оптимальной продолжительности проведения гидродинамических исследований низкопродуктивных скважин на примере Озерного месторождения / И.Н. Пономарева, Д.А. Мартюшев, М.И. Ахметова // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 1. – С. 60–63.
26. Шакиров, А.А. Определение пластового давления аппаратурой АГИП-К по технологии многоциклового зондирования / А.А. Шакиров // Каротажник. – 2017. – № 3 (273). – С. 62–66.
27. Pore-throat structure characteristics and its impact on the porosity and permeability relationship of Carboniferous carbonate reservoirs in eastern edge of Pre-Caspian Basin / Li Weiqiang, Mu Longxin, Zhao Lun [et al.] // Petroleum Exploration and Development. – 2020. – Vol. 47, iss. 5. – P. 1027–1041. DOI: 10.1016/S1876-3804(20)60114-8
28. Oloruntobi, O. Energy-based formation pressure prediction / O. Oloruntobi, S. Butt // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – № 173. – P. 955–964. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.10.060
29. Adel, M. Salem. Determination of Average Reservoir Pressure using Pressure buildup Test: Analytical and Simulation Approach for Egyptian Oil Fields / M. Adel // Journal of Petroleum and Mining Engineering. – 2019. – Vol. 21, iss. 1. – P. 9–16. DOI: 10.21608/JPME.2020.73176
30. Reservoir pressure prediction of gas condensate reservoir with oil rim / A. Zhang, Z. Fan, H. Song, H. Zhang // Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science). – 2014. – Vol. 38(5). – P. 124–129. DOI: 10.3969/j.issn.1673-5005.2014.05.017
31. Галкин, В.И. Прогноз пластового давления и исследование его поведения при разработке нефтяных месторождений на основе построения многоуровневых многомерных вероятностно-статистических моделей / В.И. Галкин, И.Н. Пономарева, Д.А. Мартюшев // Георесурсы. – 2021. – Т. 23, № 3. – С. 73–82. DOI: 10.18599/grs.2021.3.10

32. Анализ результатов косвенного определения пластового давления по изменению режимов работы скважин с использованием генетического алгоритма / В.А. Грищенко, М.Н. Харисов, Р.Ф. Якупов, В.Ш. Мухаметшин, Т.Р. Вафин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2021. – № 8 (356). – С. 36–41.
33. Косвенные способы оценки текущего пластового давления в скважине для использования при построении интегрированных моделей месторождений / Т.С. Ладейщикова, В.А. Волков, Н.Н. Собянин, А.В. Митрошин // Нефтепромысловое дело. – 2021. – № 7 (631). – С. 39–45. DOI: 10.33285/0207-2351-2021-7(631)-39-45
34. Ponomareva, I.N. A new approach to predict the formation pressure using multiple regression analysis: Case study from Sukharev oil field reservoir – Russia / I.N. Ponomareva, D.A. Martyushev, S. Kumar Govindarajan // Journal of King Saud University. Engineering Sciences. – 2022. DOI: 10.1016/j.jksues.2022.03.005
35. Akinbinu, V.A. Prediction of fracture gradient from formation pressures and depth using correlation and stepwise multiple regression techniques / V.A. Akinbinu // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2010. – Vol. 72(1-2). – P. 10–17. DOI: 10.1016/j.petrol.2010.02.003
36. Escobar, F.H. Pressure transient analysis for long homogeneous reservoirs using TDS technique / F.H. Escobar, Y.A. Hernandez, C.M. Hernandez // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2007. – Vol. 58(1-2). – P. 68–82. DOI: 10.1016/j.petrol.2006.11.010
37. A dynamic prediction model of reservoir pressure considering stress sensitivity and variable production / P. Zong, H. Xu, D. Tang, T. Zhao // Geoenergy Science and Engineering. – 2023. – Vol. 225. – Article 211688. DOI: 10.1016/j.geoen.2023.211688
38. A new empirical model for enhancing well log permeability prediction, using nonlinear regression method: Case study from Hassi-Berkine oil field reservoir – Algeria / H.E. Belhouchet, M.S. Benzagouta, A. Dobbi, A. Alquraishic, J. Duplay // Journal of King Saud University – Engineering Sciences. – 2021. – Vol. 33, iss. 2. – P. 136–145. DOI: 10.1016/j.jksues.2020.04.008
39. Application of supervised machine learning paradigms in the prediction of petroleum reservoir properties: Comparative analysis of ANN and SVM models / Daniel Asante Otchere, Tarek Omar Arbi Ganata, Raoof Gholami, Syahrir Ridha // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – 108182. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.108182
40. Shahab, D. Mohaghegh Subsurface analytics: Contribution of artificial intelligence and machine learning to reservoir engineering, reservoir modeling, and reservoir management / D. Shahab // Petroleum Exploration and Development. – 2020. – Vol. 47, iss. 2. – P. 225–228. DOI: 10.1016/S1876-3804(20)60041-6
41. Применение машинного обучения для прогнозирования пластового давления при разработке нефтяных месторождений / Д.А. Мартюшев, И.Н. Пономарева, Л.А. Захаров, Т.А. Шадров // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332, № 10. – С. 140–149. DOI: 10.18799/24131830/2021/10/3401
42. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2023614383 Российская Федерация. "Сервис автоматизации процессов гидродинамического моделирования и контроля разработки нефтяных месторождений Data Stream Analytics (Модуль Оценка и прогноз энергетического состояния залежи)" / Д.А. Мартюшев, И.Н. Пономарева, Т.А. Шадров, Р.А. Хайтин; заявитель Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Пермский национальный исследовательский политехнический университет». – № 2023613550; заявл. 01.03.2023; опубл. 01.03.2023.
43. Опыт применения аналитических методов определения пластового давления / Е.А. Кузнецова, С.Е. Никулин, А.В. Шилов, М.А. Филатов // Нефтепромысловое дело. – 2023. – № 6(654). – С. 12–16. DOI: 10.33285/0207-2351-2023-6(654)-12-16
44. Халафян, А.А. STATISTICA 6. Статистический анализ данных / А.А. Халафян. – 3-е изд. – М.:ООО «Бином-Пресс», 2007. – 512 с.
45. Девис, Дж. Статистика и анализ геологических данных / Дж. Девис. – М.: Мир, 1977. – 353 с.

References

1. Martiushev D.A., Galkin V.I., Ponomareva I.N. Izuchenie zakonomernostei raspredeleniia fil'tratsionnykh svoistv v predelakh slozhnopostroennykh karbonatnykh rezervuarov [Study of regularities of distribution of filtering properties within complexly constructed carbonate reservoirs]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 2021, vol. 332, no. 11, pp. 117-126. DOI: 10.18799/24131830/2021/11/3069
2. Martyushev D.A., Ponomareva I.N., Chukhlov A.S., Davoodi S., Osovetsky B.M., Kazymov K.P., Yang Y. Study of void spacestructure and its influence on carbonate reservoir properties: X-ray microtomography, electron microscopy, and well testing. *Mar. Pet. Geol.*, 2023, no. 151, 106192 p. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2023.106192
3. Hosa A., Wood R. Order of diagenetic events controls evolution of porosity and permeability in carbonates. *Sedimentology*, 2020, no. 67, pp. 3042-3054. DOI: 10.1111/sed.12733
4. Belozerov V.B., Korovin M.O. Rol' fatsial'nogo analiza v effektivnosti razrabotki zalezhei uglevodorodov [Role of facies analysis in the development effectiveness of hydrocarbon deposits]. *Gazovaia promyshlennost'*, 2017, no. 7 (755), pp. 18-23.
5. Ashraf U., Anees A., Shi W.Z., Wang R., Ali M., Jiang R., Thanh H.V., Iqbal I., Zhang X.N., Zhang H.C. Estimation of porosity and facies distribution through seismic inversion in an unconventional tight sandstone reservoir of Hangjinqi area, Ordos basin. *Front. Earth Sci.*, 2022, no. 10, 1014052 p. DOI: 10.3389/feart.2022.1014052
6. Anees A., Zhang H., Ashraf U., Wang R., Liu K., Abbas A., Ullah Z., Zhang X., Duan L., Liu F. et al. Sedimentary FaciesControls for Reservoir Quality Prediction of Lower Shihezi Member-1 of the Hangjinqi Area. *Ordos Basin. Minerals*, 2022, no. 12 (2), 126 p. DOI: 10.3390/min12020126
7. Soleimani M., Riahi M., Bagheri M., Rahimi M. Classification of rock facies using deep convolutional neural network, 2023. DOI: 10.21203/rs.3.rs-3046109/v1
8. Cherepanov S.S. Issledovanie i sovershenstvovanie metodov otsenki treshchinovatosti karbonatnykh kollektorov (na primere turne-famenskikh otlozhenii solikamskoi depressii): spetsial'nost' 25.00.12 "Geologiia, poiski i razvedka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii" [Research and improvement of methods for assessing the fracturing of carbonate reservoirs (using the example of the Tournai-Famennian deposits of the Solikamsk depression): specialty 25.00.12 "Geology, prospecting and exploration of oil and gas fields"]. Ph. D. thesis. Perm', 2016, 111 p.
9. Flügel E., Munnecke A. Microfacies of carbonate rocks: analysis, interpretation and application. Berlin: Springer, 2010, vol. 976, 2004 p.
10. Khazaie E., Noorian Y., Moussavi-Harami R. et al. Electrofacies modeling as a powerful tool for evaluation of heterogeneities in carbonate reservoirs: A case from the Oligo-Miocene Asmari Formation (Dezful Embayment, southwest of Iran). *Journal of African Earth Sciences*, 2022, vol. 195, 104676 p. DOI: 10.1016/j.jafrearsci.2022.104676
11. Khoshnoodkia M., Mirzaei-Paiaman A., Rahmani O., Hossein Adabi M. Role of facies cycles on the mid-upper Cretaceous Bangestan Reservoir rock typing in the Zagros Basin. *Marine and Petroleum Geology*, 2023, vol. 148 (2), 106056 p. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2022.106056
12. Carrasquilla A., Tavares M., Franco Filho N. Using facies, data mining and artificial intelligence concepts in the evaluation of a carbonate reservoir in Campos basin, Southeastern Brazil. *Journal of South American Earth Sciences*, 2022, vol. 120, 104059 p. DOI: 10.1016/j.jsames.2022.104059
13. Kakemem U., Jafarian A., Husinec A. et al. Facies, sequence framework, and reservoir quality along a Triassic carbonate ramp: Kangan Formation, South Pars Field, Persian Gulf Superbasin. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 198, 108166 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.108166
14. Martyushev Dmitriy A., Chalova Polina O., Davoodi Shadfar, Ashraf Umar. Evaluation of facies heterogeneity in reef carbonate reservoirs: A case study from the oil field, Perm Krai, Central-Eastern Russia. *Geoenergy Science and Engineering*, 2023, vol. 227, 211814 p. DOI: 10.1016/j.geoen.2023.211814
15. Kozlova I.A., Putilov I.S., Fil'kina N.A. Ispol'zovanie metodov litologo-fatsial'nogo analiza dlia utochneniia geologicheskogo stroeniia karbonatnykh zalezhei mestorozhdenii Solikamskoi depressii [Using of methods of lithologic-facial analysis to specify geological structure of carbonate deposits of Solikamsk depression]. *Neftepromyslovoe delo*, 2010, no. 7, pp. 32-36.
16. Luzina D.V., Krivoshchekov S.N. Analiz fatsial'nykh zon i kollektorskikh svoistv turneisko-famenskikh rifogennykh postroek Solikamskoi depressii [Analysis of facial zones and collecting properties Tournaisian-Famennian reef buildings of Solikamskaya depression]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiia. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2012, vol. 11, no. 5, pp. 7-15.
17. Beigi M., Jafarian A., Javanbakht M. et al. Facies analysis, diagenesis and sequence stratigraphy of the carbonate-evaporite succession of the Upper Jurassic Surmeh Formation: Impacts on reservoir quality (Salman Oil Field, Persian Gulf, Iran). *Journal of African Earth Sciences*, 2017, vol. 129, pp. 179-194. DOI: 10.1016/j.jafrearsci.2017.01.005
18. Putilov I.S., Fil'kina N.A. Statisticheskii podkhod k prognozirovaniiu fatsii po dannym kerna i GIS [Statistical approach to facies prediction from core and well logging data]. *Izvestiia vysshikh uchebnykh zavedenii. Neft' i gaz*, 2010, no. 2, pp. 19-23.
19. Putilov I.S. Razrabotka tekhnologii kompleksnogo izucheniia geologicheskogo stroeniia i razmeshcheniia mestorozhdenii nefti i gaza [Development of technologies for comprehensive study of the geological structure and location of oil and gas fields]. Perm': Permskii natsional'nyi issledovatel'skii politekhnicheskii universitet, 2014, 285 p.
20. Vilesov A.P., Voevodkin V.L., Stashkova E.K. Fatsial'naia priroda kollektorov verkhnedevonskikh rifogennykh massivov severo-vostochnoi chasti Bereznikovskogo paleoplato [Facies nature of reservoirs of the Upper Devonian reef massifs of the northeastern part of the Berezniki paleoplateau]. *Geologiia, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2005, no. 3-4, pp. 81-86.
21. Liadova N.A., Iakovlev Iu.A., Raspopov A.V. Geologiia i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii Permskogo kraia [Geology and development of oil and gas fields in the Perm Krai]. Moscow: VNIIOENG, 2010, 335 p.
22. Kharisov M.N., Iunusova E.A., Maiskii R.A. Algoritm kosvennogo opredeleniia plastovogo davleniia s ispol'zovaniem metodov Data Mining [Algorithm for indirect determination of reservoir pressure using Data Mining methods]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov*, 2018, no. 3 (113), pp. 40-48.
23. Zakharov L.A., Martiushev D.A., Ponomareva I.N. Prognozirovanie dinamicheskogo plastovogo davleniia metodami iskusstvennogo intellekta [Forecasting dynamic reservoir pressure using artificial intelligence methods]. *Zapiski Gornogo instituta*, 2022, vol. 253, pp. 23-32. DOI: 10.31897/PMI.2022.11
24. Davydova A.E., Shchurenko A.A., Dadakin N.M. et al. Optimizatsiia provedeniia gidrodinamicheskikh issledovanii skvazhin v usloviiakh karbonatnogo kollektora [Optimization of carbonate reservoir well testing]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiia. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2018, vol. 17, no. 2, pp. 123-135. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.2.3
25. Ponomareva I.N., Martiushev D.A., Akhmetova M.I. Otsenka optimal'noi prodolzhitel'nosti provedeniia gidrodinamicheskikh issledovanii nizkoproduktivnykh skvazhin na primere Ozernogo mestorozhdeniia [Evaluation of the optimal duration of the hydrodynamic studies of low-productivity wells on the example of Ozernoye field]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2016, no. 1, pp. 60-63.
26. Shakirov A.A. Opredelenie plastovogo davleniia apparaturoi AGIP-K po tekhnologii mnogotsiklovogo zondirovaniia [Determination of reservoir pressure using AGIP-K equipment using multi-cycle sounding technology]. *Karotazhnik*, 2017, no. 3 (273), pp. 62-66.

27. Weiqiang Li, Longxin Mu, Lun Zhao et al. Pore-throat structure characteristics and its impact on the porosity and permeability relationship of Carboniferous carbonate reservoirs in eastern edge of Pre-Caspian Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, vol. 47, iss. 5, pp. 1027-1041. DOI: 10.1016/S1876-3804(20)60114-8
28. Oloruntobi O., Butt S. Energy-based formation pressure prediction. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, no. 173, pp. 955p964. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.10.060
29. Adel M. Salem. Determination of Average Reservoir Pressure using Pressure buildup Test: Analytical and Simulation Approach for Egyptian Oil Fields. *Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2019, vol. 21, iss. 1, pp. 9-16. DOI: 10.21608/JPME.2020.73176
30. Zhang A., Fan Z., Song H., Zhang H. Reservoir pressure prediction of gas condensate reservoir with oil rim. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2014, vol. 38 (5), pp. 124-129. DOI: 10.3969/j.issn.1673-5005.2014.05.017
31. Galkin V.I., Ponomareva I.N., Martiushev D.A. Prognoz plastovogo davleniia i issledovanie ego povedeniia pri razrabotke neftianykh mestorozhdenii na osnove postroeniia mnogourovnevykh mnogomernykh veroiatnostno-statisticheskikh modelei [Prediction of reservoir pressure and study of its behavior in the development of oil fields based on the construction of multilevel multidimensional probabilistic-statistical models]. *Georesursy*, 2021. vol. 23, no. 3, pp. 73-82. DOI: 10.18599/grs.2021.3.10
32. Grishchenko V.A., Kharisov M.N., Iakupov R.F., Mukhametshin V.Sh., Vafin T.R. Analiz rezul'tatov kosvennogo opredeleniia plastovogo davleniia po izmeneniiu rezhimov raboty skvazhin s ispol'zovaniem geneticheskogo algoritma [Analysis of the results of formation pressure indirect determination according to the wells operational mode change using the genetic algorithm]. *Geologiia, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2021, no. 8 (356), pp. 36-41.
33. Ladeishchikova T.S., Volkov V.A., Sobianin N.N., Mitroshin A.V. Kosvennye sposoby otsenki tekushchego plastovogo davleniia v skvazhine dlia ispol'zovaniia pri postroenii integrirovannykh modelei mestorozhdenii [Indirect methods for estimating current formation pressure in a well to be applied when building integrated models of fields]. *Neftepromyslovoe delo*, 2021, no. 7 (631), pp. 39-45. DOI: 10.33285/0207-2351-2021-7(631)-39-45
34. Ponomareva I.N., Martyushev D.A., Kumar S. Govindarajan A new approach to predict the formation pressure using multiple regression analysis: Case study from Sukharev oil field reservoir - Russia. *Journal of King Saud University. Engineering Sciences*, 2022. DOI: 10.1016/j.jksues.2022.03.005
35. Akinbinu V.A. Prediction of fracture gradient from formation pressures and depth using correlation and stepwise multiple regression techniques. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2010, vol. 72 (1-2), pp. 10-17. DOI: 10.1016/j.petrol.2010.02.003
36. Escobar F.H., Hernandez Y.A., Hernandez C.M. Pressure transient analysis for long homogeneous reservoirs using TDS technique. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2007, vol. 58 (1-2), pp. 68-82. DOI: 10.1016/j.petrol.2006.11.010
37. Zong P., Xu H., Tang D., Zhao T. A dynamic prediction model of reservoir pressure considering stress sensitivity and variable production. *Geoenergy Science and Engineering*, 2023, vol. 225, Article 211688. DOI: 10.1016/j.geoen.2023.211688
38. Belhouchet H.E., Benzagouta M.S., Dobbi A., Alquraishic A., Duplay J. A new empirical model for enhancing well log permeability prediction, using nonlinear regression method: Case study from Hassi-Berkine oil field reservoir - Algeria. *Journal of King Saud University - Engineering Sciences*, 2021, vol. 33, iss. 2, pp. 136-145. DOI: 10.1016/j.jksues.2020.04.008
39. Daniel Asante Otchere, Tarek Omar Arbi Ganata, Raoof Gholami, Syahrir Ridha. Application of supervised machine learning paradigms in the prediction of petroleum reservoir properties: Comparative analysis of ANN and SVM models. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 108182. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.108182
40. Shahab D. Mohaghegh Subsurface analytics: Contribution of artificial intelligence and machine learning to reservoir engineering, reservoir modeling, and reservoir management. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, vol. 47, iss. 2, pp. 225-228. DOI: 10.1016/S1876-3804(20)60041-6
41. Martiushev D.A., Ponomareva I.N., Zakharov L.A., Shadrov T.A. Primenenie mashinnogo obucheniia dlia prognozirovaniia plastovogo davleniia pri razrabotke neftianykh mestorozhdenii [Application of machine learning for forecasting formation pressure in oil field development]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 2021, vol. 332, no. 10, pp. 140-149. DOI: 10.18799/24131830/2021/10/3401
42. Martiushev D.A., Ponomareva I.N., Shadrov T.A., Khaitin R.A. Servis avtomatizatsii protsessov gidrodinamicheskogo modelirovaniia i kontrolia razrabotki neftianykh mestorozhdenii Data Stream Analytics (Modul' Otsenka i prognoz energeticheskogo sostoianiia zalezhi) [Service for automating the processes of hydrodynamic modeling and monitoring the development of oil fields Data Stream Analytics (Module Assessment and forecast of the energy state of the deposit)]. Svidetel'stvo o gosudarstvennoi registratsii programmy dlia EVM no. 2023614383 (2023).
43. Kuznetsova E.A., Nikulin S.E., Shilov A.V., Filatov M.A. Opyt primeneniia analiticheskikh metodov opredeleniia plastovogo davleniia [Experience of applying analytical methods for determining reservoir pressure]. *Neftepromyslovoe delo*, 2023, no. 6 (654), pp. 12-16. DOI: 10.33285/0207-2351-2023-6(654)-12-16
44. Khalafian A.A. STATISTICA 6. Statisticheskii analiz dannykh [STATISTICA 6. Statistical data analysis]. 3nd ed. Moscow: Binom-Press, 2007, 512 p.
45. Devis Dzh. Statistika i analiz geologicheskikh dannykh [Statistics and analysis of geological data]. Moscow: Mir, 1977, 353 p.

Финансирование. Исследование выполнено в рамках гранта Президента Российской Федерации для государственной поддержки ведущих научных школ Российской Федерации (номер гранта НШ-1010.2022.1.5).

Конфликт интересов. Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Вклад автора 100 %.