

Использование комплексной дифференциации и кластеризации геолого-промысловой информации при прогнозировании продуктивности залежей Южно-Татарского свода

Р.А. Гилязетдинов¹✉, Л.С. Кулешова¹, В.В. Мухаметшин²

¹ Институт нефти и газа Уфимского государственного нефтяного технического университета (филиал в г. Октябрьском), г. Октябрьский, Российская Федерация

² Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация
✉ gilyazetdinov_2023@mail.ru

Резюме: Проблема достоверного расчета и обоснованной интерпретации различных моделей прогнозирования коэффициента продуктивности осложнена наличием скрытых закономерностей между геолого-промысловыми параметрами. Объектом исследования выступили карбонатные коллекторы залежей Южно-Татарского свода, данные по которым получены в результате обобщения и комплексирования результатов эксплуатации более чем 700 скважин различного назначения. Для исследования выделены двадцать геолого-физических параметров, с использованием которых успешно проведен дискриминантный анализ. По трем выделенным группам однородных объектов осуществлено многомерное регрессионное моделирование. Результаты моделирования показали эффективность проведения комплексной дифференциации и кластеризации геолого-промысловой информации, которая основана на иерархической структуризации параметров, что позволяет даже при минимальном объеме данных на релевантном уровне успешно идентифицировать основные тренды влияния параметров моделей на коэффициент продуктивности, расширяя область их применения для решения спектра основных и косвенных задач рациональной разработки нефтяных месторождений.

Ключевые слова: карбонатные коллекторы, разработка нефтяных месторождений, коэффициент продуктивности, геолого-промысловые параметры

Для цитирования: Гилязетдинов Р.А., Кулешова Л.С., Мухаметшин В.В. Использование комплексной дифференциации и кластеризации геолого-промысловой информации при прогнозировании продуктивности залежей Южно-Татарского свода. *Горная промышленность*. 2024;(5S):172–176. <https://doi.org/10.30686/1609-9192-2024-5S-172-176>

Use of complex differentiation and clustering of geological and field information in forecasting the productivity of deposits of the South Tatar arch

R.A. Gilyazetidinov¹✉, L.S. Kuleshova¹, V.V. Mukhametshin²

¹ Institute of Oil and Gas of the Ufa State Petroleum Technical University in Oktyabrsky, Oktyabrsky, Russian Federation

² Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, Russian Federation

✉ gilyazetdinov_2023@mail.ru

Abstract: The problem of reliable calculation and reasonable interpretation of various productivity coefficient forecasting models is complicated by the presence of hidden patterns between geological and field parameters. The object of the study was the carbonate reservoirs of the deposits of the South Tatar arch, the data on which were obtained as a result of generalization and integration of the results of operating more than 700 wells for various purposes. Twenty geological and physical parameters were

identified for the study, using which a discriminant analysis was successfully carried out. Multidimensional regression modeling was carried out for three selected groups of homogeneous objects. The simulation results have shown the efficiency of complex differentiation and clustering of geological and field information, which is based on the hierarchical structuring of parameters, which makes it possible, even with a minimum amount of data at a relevant level, to successfully identify the main trends in the influence of model parameters on the productivity coefficient, expanding the scope of their application to solve a range of basic and indirect problems of rational development of oil fields.

Keywords: carbonate reservoirs, development of oil fields, productivity factor, geological and field parameters

For citation: Gilyazetidinov R.A., Kuleshova L.S., Mukhametshin V.V. Use of complex differentiation and clustering of geological and field information in forecasting the productivity of deposits of the South Tatar arch. *Russian Mining Industry*. 2024;(5S):172–176. (In Russ.) <https://doi.org/10.30686/1609-9192-2024-5S-172-176>

Введение

Одной из особенностей коэффициента продуктивности ($K_{\text{прод}}$), как показывает практика разработки нефтяных месторождений, является его существенная изменчивость в пределах одного и того же участка залежи [1–4]. Учитывая низкий процент освещенности эксплуатационного фонда скважин прямыми исследованиями по определению коэффициента продуктивности в совокупности с недостаточным объемом геолого-промысловых данных на момент подготовки первых проектных документов, задача достоверного прогнозирования данного параметра приобретает важнейшую роль для качественного проведения контроля и регулирования процессов добычи нефти [5; 6]. В целях повышения представительности результатов, получаемых при прогнозировании продуктивности и существенного расширения их области применения для решения вопросов разработки месторождений, произведем обоснование необходимости дифференцированного подхода к расчету моделей при различном объеме геолого-промысловых параметров.

Методы

Объектом исследования выступают залежи карбонатных коллекторов Южно-Татарского свода, расположенные в пределах крупных месторождений Урало-Поволжья. При скрининге накопленной геолого-промысловой информации по более чем 700 скважинам различного назначения достаточно надежно может быть установлена связь между интенсивностью влияния реализуемых геолого-технических мероприятий на динамику пластовых процессов, которая оказывает существенное влияние на технологические показатели разработки объектов добычи нефти [7–10].

Для проведения дискриминантного анализа были выбраны двадцать параметров, объединенные по двум наиболее главным факторам: условия залегания пластов и насыщающих их флюидов (I), геолого-физические характеристики пластов (II) [11]. В связи с вхождением в последний фактор более 50% параметров от общего числа было принято решение о выделении внутри него еще трех малых факторов (МФ) для поиска скрытых закономерностей.

Отметим, что малый фактор А характеризует толщинные свойства пласта, а использование рассчитанных по известным формулам математической статистики параметров (не только для МФ^А, но и для МФ^В, МФ^С соответственно) обусловлено необходимостью детального рассмотрения влияния особенностей геологического строения объектов на результаты моделирования продуктивности и выявления ряда наиболее актуальных закономерностей при рас-

пределении объектов в осях различных функций. Малый фактор В учитывает специальные коэффициенты неоднородности, в частности, такие параметры, как коэффициент расчлененности пласта и доля пород коллекторов в общей толщине пласта. Как показывают исследования [12–14], два представленных показателя играют важнейшую роль на всех этапах жизнедеятельности месторождений, начиная от проектирования строительства скважины и заканчивая размещением добывающих и нагнетательных скважин на нефтеносной площади [15; 16]. Третий малый фактор С объединяет в себе пять параметров, четыре из которых представлены производными от реальных показателей, а именно пористости, определенной по результатам внутрискважинных (геофизических) и лабораторных (керновых) исследований.

Результаты и их обсуждение

Дискриминантный анализ был проведен по общему объему геолого-промысловых данных для предварительного определения границ каждой из выделенных групп однородных объектов. Процент верно сгруппированных объектов составил 85,3%, что в рамках комплексирования данных по более чем 700 скважинам различного назначения является представительным результатом. Оставшиеся 14,7% можно интерпретировать как шумы. Определение коэффициента продуктивности произведем с использованием систем компьютерного моделирования, в частности, многомерного регрессионного анализа, где в качестве аргумента зависимости для $K_{\text{прод}}$ выступают различные комбинации I и II факторов, включая МФ^А, МФ^В, МФ^С, что обусловлено дифференцированным подходом. Первый фактор можно считать базовым в связи с тем, что в него входят параметры, которые отражают начальные условия залегания залежи. При использовании в качестве зависимых показателей базовый (I) и комплексный (II) факторы уравнения для трех групп объектов имеют вид многомерных регрессионных зависимостей.

Анализ полученных моделей позволяет установить значительное влияние параметров, относящихся к фактору II, на их устойчивость, которая отражается через коэффициент детерминации R^2 . Для каждой из трех зависимостей характерно преобладание по количеству геолого-физических показателей продуктивных пластов, что позволяет судить о наличии тесной взаимосвязи между ними. В то же время при интерпретации зависимостей продуктивности от перечня различных параметров прослеживается нелинейная многокомпонентная зависимость числа параметров II фактора от устойчивости модели.

Рассмотрим зависимость по второй группе объектов. В данном случае число параметров II фактора превышает в три раза количество параметров I фактора при меньшем в 1,4 раза показателе достоверности модели по сравнению с аналогичным коэффициентом для первой группы. Для третьей группы объектов количество параметров II фактора превышает в 1,5 раза значение для параметров I фактора при большем в 1,42 и 1,005 раза показателе достоверности моделей по сравнению с первым и вторым кластером объектов соответственно. Интерпретация моделей (1) – (3), полученных при использовании параметров I и II факторов, еще раз демонстрирует сложность взаимосвязи между различными характеристиками залежей и необходимости реализации дополнительных итераций при создании представительных зависимостей.

На втором этапе проведем аналогичную процедуру расчета для параметров I фактора и МФ^A (включает в себя более 45% всех параметров II фактора), описывающего влияние толщинных свойств продуктивных пластов на технологические показатели добычи нефти. При анализе моделей, рассчитанных по данным 65% от общего числа исходных параметров, установлено закономерное снижение их коэффициентов детерминации в среднем на 35–40% с учетом использования различных специальных коэффициентов, отражающих неоднородность геологического строения. Для зависимости по первой группе объектов характерно существенное влияние неоднородности на коэффициент продуктивности по эффективной нефтенасыщенной толщине, описанной с использованием таких статистических характеристик, как среднее квадратичное отклонение и вариация соответственно. При сопоставлении моделей двух вариантов между собой отметим, что направление тренда влияния W_{H_2} и H_2 на продуктивность залежи изменилось. Это может быть обусловлено отсутствием во втором варианте моделирования показателей K_n и W_m в связи с их заменой на наиболее близкие по величине вклада параметры δ_{H_2} и H_n . Каждая из представленных пар показателей имеет высокий уровень корреляции между собой, что объясняет не только факт вхождения одной из них в модель при сокращении в количественном отношении аргументов, но и возможность реализации взаимозамены параметров для предварительной оценки влияния толщинных свойств продуктивных пластов на продуктивность залежей. Модели для второй группы объектов, построенные с использованием ограниченного объема информации, характеризуются отсутствием смены направления влияния параметров малого фактора А. При сравнении зависимостей, рассчитанных для третьей группы объектов, идентифицировано изменение тренда влияния параметра H_m , что привело к закономерному ухудшению степени взаимосвязи показателя W_{H_2} с коэффициентом продуктивности. Исследование параметров, составляющих I фактор, подтвердило предположение о взаимозаменяемости различных параметров при сокращении объема геолого-промысловой информации.

Третий этап исследования основан на построении моделей по параметрам I фактора и МФ^B, которые комплексно характеризуют распределение флюидонасыщенных участков в пределах общей толщины пласта. Объем параметров в данном случае для II фактора составляет менее 16% от общего числа показателей, входящих в него. Анализ зависимостей позволил установить, что при использовании в качестве аргумента для многомерного регрессионного моделирования менее 50% геолого-промысловых параме-

тров снижение устойчивости модели тесно связано со степенью и характером влияния параметров малого фактора В на коэффициент продуктивности. В случае интерпретации наиболее релевантной из числа моделей для данного варианта зависимости наблюдается противоположная ситуация, в которой за счет сохранения идентичного направления влияния параметров K_p и K_n на коэффициент продуктивности получен наилучший показатель сходимости фактических и прогнозных показателей.

На заключительном этапе моделирование осуществлено по параметрам I фактора и МФ^C. Объем используемых в качестве аргумента показателей составляет 60% от общего числа параметров. Примечательно, что малый фактор С в данном варианте на 90% состоит из статистических величин, отражающих степень и характер распределения пустот в продуктивном пласте через величины математического ожидания, среднее квадратичное отклонение и вариации соответственно. Наиболее устойчивая модель включает в себя 90% параметров малого фактора С за исключением коэффициента нефтенасыщенности, который для объектов третьей группы не оказывает влияния на изменение коэффициента продуктивности. Наличие представленного выше вывода может быть обусловлено сложным строением коллектора и размещением в пределах геологического разреза сетки не взаимосвязанных между собой трещин и естественных каналов-червоточин, проницаемость которых в рамках длительной разработки месторождений ухудшилась за счет различных причин.

Заключение

В рамках проведенного многомерного регрессионного моделирования на примере карбонатных коллекторов залежей Южно-Татарского свода получены следующие результаты:

- подтверждена необходимость проведения предварительного группирования объектов по тектонико-стратиграфическому критерию для возможности изучения скрытых закономерностей изменения между параметрами и применения полученной информации в рамках дальнейших этапов моделирования;

- доказаны представительность и рациональность обработки геолого-промысловой информации с использованием дифференцированного и кластерного подхода, включающего в себя разделение исходных переменных на факторы в зависимости от свойств, которые отражают показатели, и при необходимости дополнительного проведения аналогичных итераций;

- выявлена возможность взаимозаменяемости параметров между собой с минимальной потерей устойчивости зависимостей для косвенной оценки продуктивности скважин или предварительного обоснования результатов моделирования при комбинировании различных вариантов группы показателей.

В целом, комплексная дифференциация геолого-промысловой информации в контексте управления и диагностики состояния разработкой нефтяных месторождений снижает уровень неопределенности при принятии управленческих решений и способствует формированию новых подходов к решению различных задач рационального использования активов.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Conflict of interests

The authors declare that there is no conflict of interest.

Вклад авторов

Авторы заявляют о равноценном вкладе всех соавторов в работу.

Authors contribution

The authors declare equal contribution of all co-authors to the paper.

Список литературы / References

1. Харисов М.Н., Мухаметшин В.Ш., Малов А.Г., Якупов Р.Ф., Кулешова Л.С. Об определении коэффициента эффективности закачки в карбонатных коллекторах месторождений Республики Башкортостан. *Нефтяное хозяйство*. 2024;(5):116–120. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2024-5-116-120>
Kharisov M.N., Mukhametshin V.Sh., Malov A.G., Yakupov R.F., Kuleshova L.S. Estimation of the injected water loss in the carbonate reservoirs of the oilfields of the Republic of Bashkortostan. *Oil Industry*. 2024;(5):116–120. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2024-5-116-120>
2. Kuleshova L., Mukhametshin V. Sh., Gilyazetdinov R. Features of waterflooding of carbonate deposits in abnormal operating conditions. *AIP Conference Proceedings*. 2024;3184(1):020019. <https://doi.org/10.1063/5.0212025>
3. Иванов А.Н., Аубакиров А.Р., Хисматуллина Ф.С. Применение алгоритма PEXEL для автоматизированной адаптации относительных фазовых проницаемостей. *Нефтяное хозяйство*. 2024;(4):60–63. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2024-4-60-63>
Ivanov A.N., Aubakirov A.R., Khismatullina F.S. Pexel algorithm for automated history matching of relative phase permeabilities. *Oil Industry*. 2024;(4):60–63. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2024-4-60-63>
4. Мухаметшин В.Ш., Хакимзянов И.Н. Особенности группирования низкопродуктивных залежей нефти в карбонатных коллекторах для рационального использования ресурсов в пределах Урало-Поволжья. *Записки Горного института*. 2021;252:896–907. <https://doi.org/10.31897/PMI.2021.6.11>
Mukhametshin V.S., Khakimzyanov I.N. Features of grouping low-producing oil deposits in carbonate reservoirs for the rational use of resources within the Ural-Volga region. *Journal of Mining Institute*. 2021;252:896–907. <https://doi.org/10.31897/PMI.2021.6.11>
5. Гилязетдинов Р.А., Кулешова Л.С., Мухаметшин В.Ш., Якупов Р.Ф., Гиззатуллина А.А., Сагитова З.Н. Комплексный подход к прогнозированию результатов идентификации залежей в условиях различной тектонической приуроченности объектов. *Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР*. 2023;(4):31–41.
Gilyazetdinov R.A., Kuleshova L.S., Mukhametshin V.Sh., Yakupov R.F., Gizzatullina A.A., Sagitova Z.N. An integrated approach to predicting the results of identification of deposits in conditions of various tectonic confinement of objects. *SOCAR Proceedings*. 2023;(4):31–41. (In Russ.)
6. Trofimchuk A.S., Mukhametshin V.Sh., Khabibullin G.I., Kuleshova L.S., Ihsanov D.R., Grishchenko V.A. et al. Flooding of low – permeability reservoirs using horizontal wells. *SOCAR Proceedings*. 2023;(SI2):125–133.
7. Андреев А.В., Мухаметшин В.Ш., Котенев Ю.А. Прогнозирование продуктивности залежей в карбонатных коллекторах с трудноизвлекаемыми запасами. *Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР*. 2016;(3):40–45.
Andreev A.V., Mukhametshin V.Sh., Kotenev Yu.A. Forecasting the productivity of deposits in carbonate reservoirs with hard-to-recover reserves. *SOCAR Proceedings*. 2016;(3):40–45. (In Russ.)
8. Азбуханов А.Ф., Костригин И.В., Бондаренко К.А., Семенова М.Н., Серeda И.А., Юлмухаметов Д.Р. Подбор скважин-кандидатов для проведения гидроразрыва пласта на основе математического моделирования с использованием методов машинного обучения. *Нефтяное хозяйство*. 2019;(11):38–42. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-11-38-42>
Azbukhanov A.F., Kostrigin I.V., Bondarenko K.A., Semenova M.N., Sereda I.A., Yulmukhametov D.R. Selection of wells for hydraulic fracturing based on mathematical modeling using machine learning methods. *Oil Industry*. 2019;(11):38–42. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-11-38-42>
9. Хайреддинов Н.Ш., Попов А.М., Мухаметшин В.Ш. Повышение эффективности заводнения низкопродуктивных залежей нефти в карбонатных коллекторах. *Нефтяное хозяйство*. 1992;(9):18–20.
Khayretdinov N.Sh., Popov A.M., Mukhametshin V.Sh. Improving the efficiency of flooding of low-yielding oil deposits in carbonate reservoirs. *Oil Industry*. 1992;(9):18–20. (In Russ.)
10. Grishchenko V.A., Mukhametshin V.Sh., Kuleshova L.S., Alekseev M.S., Garipov A.R. Substantive drilling rejuvenation in mature oil fields as a way to extract residual oil reserves. *SOCAR Proceedings*. 2023;(3):39–50.

11. Kuleshova L.S., Mukhametshin V.V., Gilyazetdinov R.A. The role and significance of the tectonic-stratigraphic factor in the formation of the structural features of hydrocarbon deposits of the Volga-Ural oil and gas province. *SOCAR Proceedings*. 2024;(1):10–17.
12. Якупов Р.Ф., Мухаметшин В.Ш., Малов А.Г., Игибаев Р.Ю., Садретдинов Д.Р., Багманов Р.Н., Гимаева Л.М. Особенности разработки горизонтальными скважинами терригенных коллекторов с подстилающей водой. *Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР*. 2023;(2):61–70.
Yakupov R.F., Mukhametshin V.Sh., Malov A.G., Igibaev R.Yu., Sadretdinov D.R., Bagmanov R.N., Gimaeva L.M. Characteristic properties of the terrigenous reservoir development with underlying water by horizontal wells. *SOCAR Proceedings*. 2023;(2):61–70. (In Russ.)
13. Кожанов Д.Д., Большакова М.А. Оценка вклада докембрийских отложений в формировании нефтеносности восточной части Волго-Уральского бассейна по результатам моделирования. *Записки Горного института*. 2024;266:199–217. Режим доступа: <https://pmi.spmi.ru/pmi/article/view/16171> (дата обращения: 26.07.2024).
Kozhanov D.D., Bolshakova M. Assessment of the contribution of Precambrian deposits in forming the petroleum potential of the eastern part of the Volga-Urals basin using results of modeling. *Journal of Mining Institute*. 2024;266:199–217. Available at: <https://pmi.spmi.ru/pmi/article/view/16171> (accessed: 26.07.2024).
14. Kuleshova L.S. On filtering information to justify management decisions in oil production. *SOCAR Proceedings*. 2023;(4):124–132.
15. Liang X., Jin Z., Philippov V., Obryadchikov O., Zhong D., Liu Q. et al. Sedimentary characteristics and evolution of Domanik facies from the Devonian–Carboniferous regression in the southern Volga-Ural Basin. *Marine and Petroleum Geology*. 2020;119:104438. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104438>
16. Korolev E., Eskin A., Korolev A., Barieva E., Zamaletdinov R. Reasons for the low productivity of the Bashkirian stage oil deposits on the southwestern slope of the South Tatar arch. *E3S Web of Conferences*. 2024;498:03010. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202449803010>

Информация об авторах

Гильязетдинов Руслан Альбертович – научный сотрудник кафедры разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, Институт нефти и газа Уфимского государственного нефтяного технического университета (филиал в г. Октябрьском), г. Октябрьский, Российская Федерация; <https://orcid.org/0009-0002-1931-7035>; e-mail: gilyazetdinov_2023@mail.ru

Кулешова Любовь Сергеевна – кандидат технических наук, доцент кафедры разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, Институт нефти и газа Уфимского государственного нефтяного технического университета (филиал в г. Октябрьском), г. Октябрьский, Российская Федерация; <https://orcid.org/0000-0003-2975-3666>; e-mail: markl212@mail.ru

Мухаметшин Вячеслав Вячеславович – доктор технических наук, профессор кафедры геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация; <https://orcid.org/0000-0003-3283-1047>; e-mail: vv@of.ugntu.ru

Information about the authors

Ruslan A. Gilyazetdinov – Researcher at the Department of Exploration and Development of Oil and Gas Fields, I Institute of Oil and Gas of the Ufa State Petroleum Technical University in Oktyabrsky, Oktyabrsky, Russian Federation; <https://orcid.org/0009-0002-1931-7035>; e-mail: gilyazetdinov_2023@mail.ru

Lyubov S. Kuleshova – Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor of the Department of Exploration and Development of Oil and Gas Fields, Institute of Oil and Gas of the Ufa State Petroleum Technical University in Oktyabrsky, Oktyabrsky, Russian Federation; <https://orcid.org/0000-0003-2975-3666>; e-mail: markl212@mail.ru

Vyacheslav V. Mukhametshin – Dr. Sci. (Eng.), Professor of the Department of Geology and Exploration of Oil and Gas Fields, Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, Russian Federation; <https://orcid.org/0000-0003-3283-1047>; e-mail: vv@of.ugntu.ru

Article info

Received: 15.09.2024

Revised: 22.10.2024

Accepted: 26.10.2024

Информация о статье

Поступила в редакцию: 15.09.2024

Поступила после рецензирования: 22.10.2024

Принята к публикации: 26.10.2024