SOCAR Proceedings

Reservoir and petroleum engineering

journal home page: http://proceedings.socar.az

О ФИЛЬТРАЦИИ ИНФОРМАЦИИ ДЛЯ ОБОСНОВАНИЯ ПРИНЯТИЯ УПРАВЛЯЮЩИХ РЕШЕНИЙ В НЕФТЕДОБЫЧЕ

Л. С. Кулешова

Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет (филиал в г. Октябрьском), Россия

On filtering information to justify management decisions in oil production

L. S. Kuleshova

Institute of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technological University (branch in the city of Oktyabrsky), Russia

A B S T R A C T

Based on the consistent image recognition techniques application and quantitative and qualitative indicators characterizing the tectonic and stratigraphic confinement and features of the geological structure of deposits, an algorithm has been developed allowing filtering scientific information about the effectiveness of oil deposits in Devonian terrigenous reservoirs of the Volga-Ural oil and gas province. The algorithm makes it possible to identify twenty-one groups of facilities the development experience of which can be accurately used to reduce the risks of making decision errors aimed at development process optimizing both in the conditions of «mature» deposits and in the conditions of deposits being put into development.

Keywords: terrigenous reservoir; image recognition technique; tectonic-stratigraphic confinement of deposits; geological-physical and physical-chemical properties of layers; facilities identification.

© 2023 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

Известно, что разработка залежей жидких углеводородов осуществляется в условиях наличия различного рода неопределенностей. Снятие их всегда являлось актуальной задачей и значимость её решения по мере увеличения доли добычи из залежей с трудноизвлекаемыми запасами из года в год растёт [1–6].

За многие десятилетия эксплуатации нефтяных месторождений накоплен колоссальный объем научной информации, направленной на решение важных вопросов повышения эффективности разработки путём принятия обоснованных управляющих решений, позволяющих увеличить степень выработки запасов, обеспечить необходимые объемы добычи, снижение издержек и в конечном счете увеличить отдачу основных активов недропользователя [7–15].

Созданные многочисленные и разнообразные алгоритмы решения важных производственных задач по выбору технологии воздействия на призабойную зону [16–20] и пласт [21–25], методов увеличения нефтеотдачи пластов [26–30], которые позволяют существенно снизить себестоимость добываемый продукции, продлить «сроки жизни» месторождений, увеличить конечную нефтеотдачу [31–35].

Однако накопленный научно-технический и технологический потенциал используется не достаточно эффективно ввиду отсутствия научной базы, позволяющей обосновать использование полученных алгоритмов и результатов в условиях иных залежей и месторождений, отсутствия условий применимости положительных практик.

Одним из путей снятия этого вида неопределенности является создание алгоритма, основанного на использовании метода аналогий через идентификацию объектов разработки [36–40]. Именно этот механизм позволяет эффективно провести фильтрацию имеющейся информации на сегодняшний день и определить области применения тех или иных технологий с минимальными рисками принятия ошибочных решений с учётом факторов места, времени, с учётом геолого-физических особенностей залежей, тектонико-стратиграфической приуроченности и применяемых технологий разработки.

Созданию такого алгоритма и посвящена представленная работа.

Методы и материалы

Относительно высокая степень выработки запасов при существенных по объемам остаточных запасах, относящихся к категории трудноизвлекаемых, явилось основанием для выбора терригенных девонских залежей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (ВУНГП) в качестве объектов исследования и создания алгоритма идентификации. Использование самых разнообразных технологий в условиях многочисленных залежей, характеризующихся широкими интервалами изменения значений параметров, отражающих геолого-физические

E-mail: markl212@mail.ru

http://dx.doi.org/10.5510/OGP20230400925

свойства пластов и насыщающих их флюидов, требует определения областей эффективного применения этих технологий.

Были выбраны залежи, приуроченные к кыновскому (Кн), пашийскому (Пш), ардатовскому (Ар), муллинскому (Мл) горизонтом и токатинским слоям (Тк) и входящие в состав Башкирского свода (БС), Бирской седловины (БИС), Благовещенской впадины (ББ), Южно-Татарского свода (ЮТС) Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. В качестве инструментов при решении задач идентификации и группирования использовались дискриминантный анализ и метод главных компонент. В качестве переменных, рассматривались параметры, оказывающие превалирующее влияние на процессы нефтеизвлечения [41–45] и широко используемые при подсчете запасов и проектировании разработки месторождений нефти: $H_{зал}$ – глубина залегания пласта, м; $H_{общ}$ – общая толщина пласта, м; $H_э$ – эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м; $H_п$ – средняя толщина нефтенасыщенных пропластков, м; $m_г$ – коэффициент пористости, д.ед.; $K_н$ – коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.; $K_{прон}$ – коэффициент проницаемости, мкм^2; $K_п$ – коэффициент песчанистости, д.ед.; $K_р$ – коэффициент расчлененности; tпл – начальная пластовая температура, °С; $P_{пл}$ – начальное пластовое давление, МПа; $\mu_н$ – вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с; $\rho'_н$ – плотность нефти в пластовых условиях, т/м^3; $\rho_н$ – плотность нефти в поверхностных условиях, т/м^3; β – объемный коэффициент нефти; $P_{нас}$ – давление насыщения нефти газом, МПа; G – газосодержание пластовой нефти, м^3/т; $\mu_в$ – вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с; $\rho'_в$ – плотность воды в поверхностных условиях, т/м^3; M – общая минерализации воды, г/л.

Значения этих параметров по объектам исследования ВУНГП представлены в таблице 1.

Результаты и обсуждение

На первом этапе на основу дифференциации и группирования объектов использовалась факторы тектонической и стратиграфической приуроченности [46–47]. Проведённый дискриминантный анализ по четырём группам выделенных объектов показал, что процент верно сгруппированных объектов составил величину, равную 78.8%. Эти результаты подтверждают вывод, сделанный в работах [48, 49] по месторождениям в терригенных коллекторах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции о существенном влиянии тектоники и стратиграфии на формирование особенностей геологического строения залежей и о необходимости учёта этих факторов на дифференцируемость залежей. Анализ приуроченности объектов, вошедших в выделенные группы (табл. 2) показал, что:

- основу первой группы объектов сформировали залежи Башкирского свода, около 76% которых от общего количества этих объектов составили 58.2% объектов в группе. Однако аналоги, как видно из таблицы 2, в небольшом количестве встречаются в краевых зонах Бирской седловины и Благовещенской впадины, примыкающих к Башкирскому своду. Найдены аналоги и в пределах Южно-Татарского свода, их количество в группе составляет почти пятую часть от общего количества объектов в группе;

Таблица 1

Значения геолого-физических параметров объектов исследования ВУНГП

Параметры	Значения параметров			
	Минимальное	Среднее	Максимальное	Среднеквадратичное отклонение
$H_{зал}$, м	1700	1892.47	2900	234.7
$H_{общ}$, м	0.7	8.1	63.2	7.54
$H_э$, м	0.3	2.3	11.0	1.65
$H_п$, м	0.3	1.4	7.4	0.87
$m_г$, д,ед,	0.11	0.169	0.220	0.02
$K_н$, д,ед	0.68	0.83	0.93	0.04
$K_{прон}$, мкм^2	0.151	0.215	0.785	0.135
$K_п$, д,ед,	0.17	0.70	1.00	0.26
$K_р$	1.0	1.6	6.5	0.76
$t_{пл}$, °С	24.0	37.0	50.0	4.57
$P_{пл}$, МПа	16.0	20.3	26.6	2.52
$\mu_н$, мПа·с	0.93	10.1	46.3	9.46
$\rho_н$, т/м^3	0.741	0.842	0.914	0.03
$\rho'_н$, т/м^3	0.818	0.882	0.943	0.02
β	1.020	1.117	1.309	0.058
$P_{нас}$, МПа	0.505	7.68	23.2	2.88
G, м^3/т	10.18	45.1	125.5	22.5
$\mu_в$, мПа·с	1.00	1.33	1.93	0.14
$\rho'_в$, т/м^3	1.132	1.47	1.210	0.013
M, г/л	141.8	256.0	689.3	52.89

Таблица 2

Процентное соотношение объектов в группах по тектонико-стратиграфической приуроченности (терригенные коллектора, девонская система)

Группа объектов	Процент объектов в группе	Тектоническая приуроченность	Процент объектов в тектоническом элементе	Стратиграфическая приуроченность
1	58.2	БС	75.8	Кн, Пш, Мл, Ар
	7.0	БИС	7.9	Кн, Пш, Мл
	14.0	БВ	7.8	Кн, Пш, Мл, Тк
	21.0	ЮТС	5.1	Кн, Пш, Мл
2	69.4	БИС	89.5	Кн, Пш, Мл
	8.2	БС	12.1	Кн, Пш, Мл, Ар
	4.1	БВ	2.6	Кн, Пш, Мл, Тк
	18.4	ЮТС	5.1	Кн, Пш, Мл
3	72.9	БВ	76.6	Кн, Пш, Мл, Тк
	1.3	БС	3.0	Кн, Пш, Мл, Ар
	26.0	ЮТС	11.9	Кн, Пш, Мл
4	90.8	ЮТС	78.0	Кн, Пш, Мл
	2.0	БС	9.1	Кн, Пш, Мл, Ар
	0.7	БИС	2.6	Кн, Пш, Мл
	6.6	БВ	13.0	Кн, Пш, Мл, Тк

- основу второй группы объектов составили девонские залежи Бирской седловины, 89.5% которых составили около 70% объектов в этой группе. Остальные 30% объектов приурочены к сопредельным тектоническим элементам – Башкирскому своду, Благовещенской впадине и Южно-Татарскому своду, а именно к краевым их частям. Необходимо отметить, что, как и в первой группе, около 20 % объектов в группе предоставляют залежи девонского возраста ЮТС, хотя в пределах самой этой тектонической единицы их количество составляет лишь двадцатую часть от общего количества объектов Южно-Татарского свода;
- третья группа объектов на 72.9% состоит из залежей девонского возраста Благовещенской впадины. В состав этой группы входит 76.6% всех объектов девонского возраста этого тектонического элемента. Остальные объекты этой группы приурочены к краевым зонам примыкающих к Благовещенской впадине Башкирского и Южно-Тараского сводов. И вновь почти четвертая часть объектов принадлежит ЮТС.
- четвертая группа на 90.8% состоит из девонских залежей Южно-Татарского свода. Около 80% этих залежей ЮТС входят в эту группу. Остальные объекты группы сосредоточены в краевых частях примыкающих Бирской седловины и Благовещенской впадины. Два процента – сосредоточены в пределах Башкирского свода.

Таким образом, видно превалирующее влияние тектоники на формирование особенностей геологического строения девонских залежей ВУНГП, однако с другой стороны около 20% залежей-аналогов можно обнаружить за пределами крупного тектонического элемента, что необходимо иметь в виду при поиске оптимальных решений управления процессами добычи нефти.

На втором этапе объекты выделенных групп рассматривались в осях главных компонент после проведения факторного анализа «без учителя». Объекты были выделены в компактные группы, что позволяет говорить о проведении глубокой дифференциации и идентификации объектов, позволяющих существенно снизить риски принятия ошибочных решений на основе использования метода аналогий. Объекты первой группы были дополнительно разделены на три компактные группы; второй – на четыре; третьей – на 6; четвертой – на 8. Проведенный затем дискриминантный анализ показал, что процент верно сгруппированных объектов изменился от 92 до 100 %, составив в среднем – 96.5.

По первой группе объектов, представленных в таблице 2, были получены уравнения первых двух главных компонент:

- для первой группы объектов:

$$Z_1 = 0.418H_{зал} + 0.182H_{общ} + 0.226H_э + 0.483H_П + 0.337m_г - 0.027K_н + 0.011K_{прон} + 0.104K_п - 0.038K_р + 0.552t_{пл} + 0.408P_{пл} + 0.953\mu_н + 0.889\rho_н + 0.900\rho'_н - 0.699\beta - 0.561P_{нас} - 0.699G + 0.698\mu_в + 0.129\rho'_в - 0.392M; \quad (1)$$

$$Z_2 = 0.614H_{зал} + 0.182H_{общ} + 0.226H_э + 0.483H_П + 0.337m_г + 0.431K_н - 0.570K_{прон} - 0.843K_п + 0.759K_р + 0.391t_{пл} + 0.083P_{пл} - 0.086\mu_н - 0.217\rho_н - 0.168\rho'_н + 0.145\beta - 0.464P_{нас} + 0.124G - 0.039\mu_в + 0.533\rho'_в + 0.415M; \quad (2)$$

- для второй группы объектов:

$$Z_1 = -0.685H_{зал} + 0.301H_{общ} - 0.023H_э + 0.098H_П - 0.415m_г + 0.561K_н - 0.116K_{прон} + 0.118K_п - 0.255K_р + 0.004t_{пл} - 0.659P_{пл} - 0.787\mu_н - 0.849\rho_н - 0.888\rho'_н + 0.760\beta + 0.505P_{нас} + 0.848G + 0.401\mu_в + 0.552\rho'_в + 0.172M; \quad (3)$$

$$Z_2 = -0.114H_{зал} + 0.738H_{общ} + 0.845H_э + 0.512H_П + \\ + 0.290m_г + 0.210K_н + 0.284K_{прон} - 0.276K_п + \\ + 0.749K_р + 0.761t_{пл} + 0.072P_{пл} + 0.066\mu_н - \\ - 0.124\rho_н + 0.154\rho'_н - 0.074\beta - 0.408P_{нас} - \\ - 0.076G + 0.083\mu_в + 0.402\rho'_в + 0.742M; \quad (4)$$

- для третьей группы объектов:

$$Z_1 = 0.783H_{зал} + 0.329H_{общ} + 0.444H_э + 0.431H_П - \\ - 0.164m_г + 0.426K_н - 0.400K_{прон} + 0.404K_п + \\ + 0.017K_р + 0.759t_{пл} + 0.687P_{пл} - 0.883\mu_н - \\ - 0.780\rho_н - 0.665\rho'_н + 0.914\beta - 0.300P_{нас} + \\ + 0.909G - 0.424\mu_в - 0.515\rho'_в - 0.593M; \quad (5)$$

$$Z_2 = 0.398H_{зал} - 0.436H_{общ} - 0.753H_э - 0.281H_П - \\ - 0.489m_г + 0.131K_н - 0.264K_{прон} - 0.141K_п - \\ - 0.517K_р + 0.435t_{пл} + 0.370P_{пл} - 0.082\mu_н + \\ + 0.017\rho_н + 0.161\rho'_н - 0.143\beta - 0.222P_{нас} - \\ - 0.114G - 0.100\mu_в + 0.199\rho'_в + 0.329M; \quad (6)$$

- для четвертой группы объектов:

$$Z_1 = 0.033H_{зал} + 0.372H_{общ} + 0.609H_э + 0.555H_П + \\ + 0.283m_г + 0.081K_н + 0.204K_{прон} - 0.182K_п + \\ + 0.107K_р + 0.303t_{пл} + 0.142P_{пл} - 0.692\mu_н - \\ - 0.888\rho_н - 0.845\rho'_н + 0.860\beta + 0.713P_{нас} + \\ + 0.731G - 0.076\mu_в - 0.071\rho'_в + 0.241M; \quad (7)$$

$$Z_2 = 0.907H_{зал} - 0.251H_{общ} + 0.008H_э + 0.077H_П - \\ - 0.533m_г + 0.055K_н - 0.353K_{прон} + 0.251K_п - \\ - 0.013K_р + 0.841t_{пл} + 0.849P_{пл} - 0.104\mu_н - \\ - 0.002\rho_н + 0.172\rho'_н + 0.049\beta + 0.085P_{нас} - \\ - 0.171G - 0.295\mu_в - 0.302\rho'_в - 0.191M; \quad (8)$$

И наконец, на последнем этапе были установлены для вновь созданных групп интервалы изменения значений соответствующих главных компонент, представленные в таблице 3 (Z_{1min}, Z_{1max}; Z_{2min}, Z_{2max} – соответственно, максимальное и минимальное значения первой и второй главных компонент), где Z_{1max} – максимальное значение, что позволяет предположить их для решения широкого круга вопросов повышения эффективности разработки на основе использования фильтрации результатов многочисленных исследований и экспериментов, проведенных ранее.

Таблица 3

Интервалы применения значений главных компонент по выделенным однородным группам залежей в терригенных коллекторах девонского возраста ВУНГП

Группа объектов в таблице 2	Вновь созданные объекты	Z_{1min}	Z_{1max}	Z_{2min}	Z_{2max}
1	1	–2.59	–0.49	–0.93	3.81
	2	4.09	6.7	–1.87	0.29
	3	–1.56	–0.06	–3.71	–0.03
2	1	–4.52	–2.96	–2.55	0.39
	2	–1.92	0.29	–3.20	1.70
	3	0.42	1.07	1.75	5.09
	4	2.49	4.61	–1.80	–0.51
3	1	–4.93	–3.83	–1.13	1.18
	2	–0.75	–0.06	–0.49	2.96
	3	0.92	1.94	–4.36	–1.99
	4	–2.66	–1.44	–1.40	3.81
	5	0.44	2.23	–0.03	2.35
	6	3.37	4.39	–1.68	0.62
4	1	–4.87	–3.26	–1.97	–1.11
	2	–2.23	–1.03	–3.97	1.29
	3	1.04	1.87	1.98	7.13
	4	2.10	3.89	–3.79	–0.51
	5	–3.18	–0.11	1.49	4.2
	6	–0.01	0.67	–1.48	2.03
	7	1.03	2.09	–3.08	1.85
	8	3.23	4.56	–2.38	1.98

Выводы

1. Проведено группирование и идентификация объектов разработки в терригенных коллекторах девонского возраста ВУНГП с использованием тектонико-стратиграфической приуроченности залежей и двадцати параметров, характеризующих геолого-физические и физико-химические свойства пластов и насыщающих их флюидов.
2. Выделено двадцать пять групп объектов с установлением значений главных компонент, позволяющих любой объект, находящийся в пределах рассматриваемых тектонико-стратиграфических элементов, отнести его к той или иной группе и использовать опыт разработки и научные результаты для принятия обоснованных управляющих решений с целью оптимизации процесса разработки.
3. Полученные результаты и представленный алгоритм позволяет эффективно проводить фильтрацию имеющейся информации для решения различных задач разработки как в пределах рассмотренных «зрелых» объектов, так и в пределах объектов, вводимых в разработку.

Литература

1. Дмитриевский, А. Н., Еремин Н. А. (2012). Ресурсно-инновационная модель и решение актуальных проблем разработки месторождений нефти и газа. *Нефть. Газ. Новации*, 10, 30-33.

2. Конторович, А. Э., Филиппов, С. П., Алексеенко, С. В. и др. (2019). Общая дискуссия по приоритету: выступления академиков РАН А. Э. Конторовича, С. П. Филиппова, С. В. Алексеенко, В. И. Бухтиярова, С. М. Алдошина. *Вестник Российской академии наук*, 89(4), 343-347.

3. Минниханов, Р. Н., Маганов, Н. У., Хисамов, Р. С. (2016). О создании научных полигонов по изучению трудноизвлекаемых запасов нефти в Татарстане. *Нефтяное хозяйство*, 8, 60-63.

4. Мирошниченко, А. В., Сергейчев, А. В., Коротовских, В. А. и др. (2022). Инновационные технологии разработки низкопроницаемых коллекторов в ПАО «НК «Роснефть». *Нефтяное хозяйство*, 10, 105–109.

5. Агишев, Э. Р., Дубинский, Г. С., Мухаметшин, В. В. и др. (2022). Прогнозирование параметров трещины гидроразрыва пласта на основе исследования геомеханики породы-коллектора. *SOCAR Proceedings*, 4, 107-116.

6. Якупов, Р. Ф., Мухаметшин, В. Ш., Хакимзянов, И. Н., Трофимов, В. Е. (2019). Оптимизация выработки запасов из водонефтяных зон горизонта $D3_{ps}$ Шкаповского нефтяного месторождения с помощью горизонтальных скважин. *Георесурсы*, 21(3), 55-61.

7. Овчинников, К. А., Подлеснова, Е. В. Ведерников, О. С. и др. (2022). Извлечение остаточной нефти композицией ПАВ. *Нефтяное хозяйство*, 8, 70-75.

8. Suleimanov, B. A., Ismailov, F.S., Dyshin, O. A., Veliyev, E. F. (2016). Selection methodology for screening evaluation of EOR methods. *Petroleum Science and Technology*, 34(10), 961-970.

9. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2020). Preformed particle gels for enhanced oil recovery. *International Journal of Modern Physics B*, 34(28), 2050260.

10. Рогачев, М. К., Мухаметшин, В. В. (2018). Контроль и регулирование процесса солянокислотного воздействия на призабойную зону скважин по геолого-промысловым данным. *Записки Горного института*, 231, 275-280.

11. Yakupov, R. F., Mukhametshin, V. Sh., Tyncherov, K. T. (2018). Filtration model of oil coning in a bottom water-drive reservoir. *Periodico Tche Quimica*, 15(30), 725-733.

12. Сулейманов, Б. А. (2022). Теория и практика увеличения нефтеотдачи пластов. *Москва-Ижевск: ИКИ.*

13. Абызбаев, И. И., Андреев, В. Е. (2005). Прогнозирование эффективности физико-химического воздействия на пласт. *Нефтегазовое дело*, 3, 167-176.

14. Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2019). Обоснование систем заводнения низкопродуктивных залежей нефти в условиях ограниченного объема информации. *SOCAR Proceedings*, 2, 16–22.

15. Зейгман, Ю. В., Мухаметшин, В. Ш., Сергеев, В. В., Кинзябаев, Ф. С. (2017). Экспериментальное исследование вязкостных свойств эмульсионных систем с содержанием наночастиц SiO_2. *Нанотехнологии в строительстве*, 9(2), 16–38.

16. Бикметова, А. Р., Асалхузина, Г. Ф., Давлетбаев, А. Я. и др. (2022). Оценка параметров трещин в горизонтальных скважинах с многостадийным гидроразрывом пласта путем настройки гидродинамической модели на результаты трассерных исследований. *Нефтяное хозяйство*, 11, 118-121.

17. Якупов, Р. Ф., Рабаев, Р. У., Мухаметшин, В. В. и др. (2022). Анализ эффективности реализуемой системы разработки, бурения горизонтальных скважин и проведения ГТМ в условиях карбонатных отложений турнейского яруса Знаменского нефтяного месторождения. *SOCAR Proceedings*, 4, 97-106.

18. Сергеев, В. В., Шарапов, Р. Р., Кудымов, А. Ю. и др. (2020). Экспериментальное исследование влияния коллоидных систем с наночастицами на фильтрационные характеристики трещин гидравлического разрыва пласта. *Нанотехнологии в строительстве*, 12(2), 100–107.

19. Фахретдинов, Р. Н., Фаткуллин, А. А., Пасанаев, Е. А. и др. (2022). Новые перспективы развития химических технологий регулирования охвата пластов заводнением. *Нефтяное хозяйство*, 8, 65-69.

20. Иванов, С. А., Растегаев, А. В., Галкин, В. И. (2010). Анализ результатов применения ГРП (на примере Повховского месторождения нефти). *Нефтепромысловое дело*, 7, 54-58.

21. Suleimanov, B. A., Ismailov, F. S., Veliyev, E. F. (2011). Nanofluid for enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 78(2), 431-437.

22. Бриллиант, Л. С., Завьялов, А. С., Данько, М. Ю. и др. (2022). Интеграция методов машинного обучения и геолого-гидродинамического моделирования при проектировании разработки месторождений. *Нефтяное хозяйство*, 10, 48-53.

23. Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2020). О снижении уровня неопределенности при управлении заводнением залежей с трудноизвлекаемыми запасами. *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 331(5), 140–146.

24. Мухаметшин, В. Ш. (2022). Управление заводнением залежей нефти в карбонатных коллекторах. *SOCAR Proceedings*, SI1, 38-44.

25. Suleimanov, B. A., Rzayeva, S. C., Akhmedova, U. T. (2021). Self-gasified biosystems for enhanced oil recovery. *International Journal of Modern Physics B*, 35(27), 2150274.

26. Муслимов, Р. Х. (2005). Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности. *Казань: ФЭН*.

27. Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2022). Повышение эффективности выработки запасов залежей нижнего мела Западной Сибири с использованием методов увеличения нефтеотдачи. *SOCAR Proceedings*, SI1, 9-18.

28. Кулешова, Л. С., Мухаметшин, В. Ш. (2022). Поиск и обоснование применения инновационных методов добычи углеводородов в осложненных условиях. *SOCAR Proceedings*, SI1, 71-79.

29. Vishnyakov, V. V., Suleimanov, B. A., Salmanov, A. V., Zeynalov, E. B. (2019). Primer on enhanced oil recovery. *Gulf Professional Publishing*.

30. Economides, J. M., Nolte, K. I. (2000). Reservoir stimulation. *West Sussex, England: John Wiley and Sons*.

31. Sun, S. Q., Wan, J. C. (2002). Geological analogs usage rates high in global survey. *Oil & Gas Journal*, 100(46), 49-50.

32. Мухаметшин, В. В., Андреев, В. Е. (2018). Повышение эффективности оценки результативности технологий, направленных на расширение использования ресурсной базы месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 329(8), 30–36.

33. Андреев, А. В., Мухаметшин, В. Ш., Котенёв, Ю. А. (2016). Прогнозирование продуктивности залежей в карбонатных коллекторах с трудноизвлекаемыми запасами. *SOCAR Proceedings*, 3, 40–45.

34. Арефьев, С. В., Соколов, И. С., Павлов, М. С. и др. (2022). Опыт применения горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом в условиях низкопроницаемого нефтяного пласта. *Нефтяное хозяйство*. 9, 90-95.

35. Аржиловский, А. В., Афонин, Д. Г., Ручкин, А. А. и др. (2022). Экспресс-оценка прироста коэффициента извлечения нефти в результате применения водогазовых методов увеличения нефтеотдачи. *Нефтяное хозяйство*, 9, 63-67.

36. Муслимов, Р. Х. (2008). Методы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии. *Нефтяное хозяйство*, 3, 30-35.

37. Мухаметшин, В. В. (2021). Повышение эффективности управления разработкой залежей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции на основе дифференциации и группирования. *Геология и геофизика*, 62(12), 1672–1685.

38. Мухаметшин, В. Ш. (2022). Экспресс-оценка коэффициента извлечения нефти при разработке залежей в карбонатных коллекторах на естественных режимах. *SOCAR Proceedings*, SI1, 27-37.

39. Мирзаджанзаде, А. Х., Хасанов, М. М., Бахтизин, Р. Н. (2004). Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неопределенность. *Москва- Ижевск: ИКИ.*

40. Кудряшов, С. И., Хасанов, М. М., Краснов, В. А. и др. (2007). Шаблоны применения технологий – эффективный способ систематизации знаний. *Нефтяное хозяйство*, 11, 7-9.

41. Мухаметшин, В. Ш., Зейгман, Ю. В., Андреев, А. В. (2017). Экспресс-оценка потенциала добывных возможностей залежей для определения эффективности применения нанотехнологий и необходимости стимулирования ввода их в разработку. *Нанотехнологии в строительстве*, 9(3), 20–34.

42. Сулейманов, Б. А., Исмайлов, Ф. С., Велиев, Э. Ф., Дышин, О. А. (2013). О влиянии наночастиц на прочность полимерных гелей, применяемых в нефтедобыче. *SOCAR Proceedings*, 2, 24-28.

43. Грищенко, В. А., Гареев, Р. Р., Циклис, И. М. и др. (2021). Расширение круга льготируемых объектов, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти. *SOCAR Proceedings*, SI2, 8-18.

44. Mardashov, D. V., Rogachev, M. K., Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. V. (2021). Well killing technology before workover operation in complicated conditions. *Energies*, 14(3), 654.

45. Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. Ш., Бахтизин, Р. Н. и др. (2021). Обоснование необходимости учета интерференции между скважинами при разряжении сетки скважин на пашийском горизонте Бавлинского месторождения. *SOCAR Proceedings*, SI1, 77-87.

46. Мухаметшин, В. В. (2020). Повышение эффективности управления объектами добычи нефти с использованием метода аналогий. *SOCAR Proceedings*, 4, 42-50.

47. Мухаметшин, В. Ш., Хакимзянов, И. Н. (2021). Особенности группирования низкопродуктивных залежей нефти в карбонатных коллекторах для рационального использования ресурсов в пределах Урало-Поволжья. *Записки Горного института*, 252, 896-907.

48. Рогачев, М. К., Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2019). Повышение эффективности использования ресурсной базы жидких углеводородов в юрских отложениях Западной Сибири. *Записки Горного института*, 240, 711-715.

49. Мухаметшин, В. В. (2018). Обоснование трендов повышения степени выработки запасов нефти нижнемеловых отложений Западной Сибири на основе идентификации объектов. *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 329(5), 117–124.

References

1. Dmitrievsky, A. N., Eremin, N. A. (2012). Resources and innovation model and the solution of acute oil and gas field development problems. *Oil. Gas. Innovations*, 10, 30-33.

2. Kontorovich, A. E., Filippov, S. P., Alekseenko, S. V., et al. (2019). Discussion on the priority: speachs of academicians, A. E. Kontorovich, S. P. Filippov, S. V. Alekseenko, V. I. Bukhtiyarov, S. M. Aldoshin. *Herald of the Russian Academy of Sciences*, 89(4), 343-347.

3. Minnikhanov, R. N., Maganov, N. U., Khisamov, R. S. (2016). On creation of research and testing facilities to promote study of nonconventional oil reserves in Tatarstan. *Oil Industry*, 8, 60-63.

4. Miroshnichenko, A. V., Sergeichev, A. V., Korotovskikh, V. A., et al. (2022). Innovative technologies for the low-permeability reservoirs development in Rosneft Oil Company. *Oil Industry*, 10, 105–109.

5. Agishev, E. R., Dubinsky, G. S., Mukhametshin, V. V., et al. (2022). Prediction of hydraulic fracturing fracture parameters based on the study of reservoir rock geomechanics. *SOCAR Proceedings*, 4, 107-116.

6. Yakupov, R. F., Mukhametshin, V. Sh., Khakimzyanov, I. N., Trofimov, V. E. (2019). Optimization of reserve production from water oil zones of $D3_{ps}$ horizon of Shkapovsky oil field by means of horizontal wells. *Georesursy*, 21(3), 55-61.

7. Ovchinnikov, K. A., Podlesnova, E. V. Vedernikov, O. S., et al. (2022). Recovery of residual oil by surfactant composition. *Oil industry*, 8, 70-75.

8. Suleimanov, B. A., Ismailov, F.S., Dyshin, O. A., Veliyev, E. F. (2016). Selection methodology for screening evaluation of EOR methods. *Petroleum Science and Technology*, 34(10), 961-970.

9. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2020). Preformed particle gels for enhanced oil recovery. *International Journal of Modern Physics B*, 34(28), 2050260.

10. Rogachev, M. K., Mukhametshin, V. V. (2018). Control and regulation of the hydrochloric acid treatment of the bottomhole zone based on field-geological data. *Journal of Mining Institute*, 231, 275-280.

11. Yakupov, R. F., Mukhametshin, V. Sh., Tyncherov, K. T. (2018). Filtration model of oil coning in a bottom water-drive reservoir. *Periodico Tche Quimica*, 15(30), 725-733.

12. Suleimanov, B. A. (2022). Theory and practice of enhanced oil recovery. *Moscow-Izhevsk: ICS.*

13. Abyzbaev, I. I., Andreev, V. E. (2005). Prognosis of the physical and chemical method to increase flooding efficiency. *Petroleum Engineering*, 3, 167-176.

14. Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2019). Justification of low-productive oil deposits flooding systems in the conditions of limited information amount. *SOCAR Proceedings*, 2, 16–22.

15. Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. Sh., Sergeev, V. V., Kinzyabaev, F. S. (2017). Experimental study of viscosity properties of emulsion system with SiO2 nanoparticles. *Nanotechnologies in Construction*, 9(2), 16–38.

16. Bikmetova, A. R., Asalkhuzina, G. F., Davletbaev, A. Ya., et al. (2022). Estimating parameters in the horizontal wells with multistage fracturing using reservoir modeling and tracer analysis. *Oil Industry*, 11, 118-121.

17. Yakupov, R. F., Rabaev, R. U., Mukhametshin, V. V., et al. (2022). Analysis of the implemented development system effectiveness, horizontal wells drilling and well interventions in the conditions of carbonate deposits of the Tournaisian tier of the Znamenskoye oil field. *SOCAR Proceedings*, 4, 97-106.

18. Sergeev, V. V., Sharapov, R. R., Kudymov, A. Yu., et al. (2020). Experimental research of the colloidal systems with nanoparticles influence on filtration characteristics of hydraulic fractures. *Nanotechnologies in Construction*, 12(2), 100–107.

19. Fakhretdinov, R. N., Fatkullin, A. A., Pasanayev, E. A., et al. (2022). New prospects in the development of chemical technologies for regulating the coverage of reservoirs by flooding. *Oil Industry*, 8, 65-69.

20. Ivanov, S. A., Rastegaev, A. V., Galkin, V. I. (2010). Nalysis of results of applying formation hydraulic fracturing in Povkhovsky oil field. *Oilfield Engineering*, 7, 54-58.

21. Suleimanov, B. A., Ismailov, F. S., Veliyev, E. F. (2011). Nanofluid for enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 78(2), 431-437.

22. Brilliant, L. S., Zavialov, A. S., Danko, M. U., et al. (2022). Integration of machine learning methods and geological and hydrodynamic modeling in field development design. *Oil Industry*, 10, 48-53.

23. Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2020). On uncertainty level reduction in managing waterflooding of the deposits with hard to extract reserves. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 331(5), 140–146.

24. Mukhametshin, V. Sh. (2022). Oil flooding in carbonate reservoirs management. *SOCAR Proceedings*, SI1, 38-44.

25. Suleimanov, B. A., Rzayeva, S. C., Akhmedova, U. T. (2021). Self-gasified biosystems for enhanced oil recovery. *International Journal of Modern Physics B*, 35(27), 2150274.

26. Muslimov, R. Kh. (2005). Modern methods of oil recovery increasing: design, optimization and performance evaluation. *Kazan: FEN.*

27. Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2022). Improving the lower cretaceous deposits development efficiency in Western Siberia employing enhanced oil recovery. *SOCAR Proceedings*, SI1, 9-18.

28. Kuleshova, L. S., Mukhametshin, V. Sh. (2022). Research and justification of innovative techniques employment for hydrocarbons production in difficult conditions. *SOCAR Proceedings*, SI1, 71-79.

29. Vishnyakov, V. V., Suleimanov, B. A., Salmanov, A. V., Zeynalov, E. B. (2019). Primer on enhanced oil recovery. *Gulf Professional Publishing.*

30. Economides, J. M., Nolte, K. I. (2000). Reservoir stimulation. *West Sussex, England: John Wiley and Sons.*

31. Sun, S. Q., Wan, J. C. (2002). Geological analogs usage rates high in global survey. *Oil & Gas Journal*, 100(46), 49-50.

32. Mukhametshin, V. V., Andreev, V. E. (2018). Increasing the efficiency of assessing the performance of techniques

aimed at expanding the use of resource potential of oilfields with hard-to-recover reserves. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 329(8), 30–36.

33. Andreev, A. V., Mukhametshin, V. Sh., Kotenev, Yu. A. (2016). Deposit productivity forecast in carbonate reservoirs with hard to recover reserves. *SOCAR Proceedings*, 3, 40-45.

34. Arefiev, S. V., Sokolov, I. S., Pavlov, M. S., et al. (2022). Implementation of horizontal wells with multistage hydraulic fracturing for low-permeability oil reservoir development. *Oil Industry*, 9, 90-95.

35. Arzhilovsky, A. V., Afonin, D. G., Ruchkin, A. A., et al. (2022). Express assessment of the increase in the oil recovery as a result of water-alternating-gas technology application. *Oil Industry*, 9, 63-67.

36. Muslimov, R. Kh. (2008). Methods of increasing an oil fields development efficiency at a late stage. *Oil Industry*, 3, 30-35.

37. Mukhametshin, V. V. (2021). Improving the efficiency of managing the development of the West Siberian oil and gas province fields on the basis of differentiation and grouping. Russian Geology and Geophysics, 62(12), 1373–1384.

38. Mukhametshin, V. Sh. (2022). Oil recovery factor express evaluation during carbonate reservoirs development in natural regimes. *SOCAR Proceedings*, SI1, 27-37.

39. Mirzadzhanzade, A. Kh., Khasanov, M. M., Bakhtizin, R. N. (2004). Modeling of oil and gas production processes. Nonlinearity, nonequilibrium, uncertainty. *Moscow-Izhevsk: ICS*.

40. Kudryashov, S. I., Khasanov, M. M., Krasnov, V. A., et al. (2007). Technologies application patterns – an effective way of knowledge systematization. *Oil Industry*, 11, 7-9.

41. Mukhametshin, V. Sh., Zeigman, Yu. V., Andreev, A. V. (2017). Rapid assessment of deposit production capacity for determination of nanotechnologies application efficiency and necessity to stimulate their development. *Nanotechnologies in Construction*, 9(3), 20–34.

42. Suleimanov, B. A., Ismailov, F. S., Veliyev, E. F., Dyshin, O. A. (2013). The influence of light metal nanoparticles on the strength of polymer gels used in oil industry. *SOCAR Proceedings*, 2, 24-28.

43. Grishchenko, V. A., Gareev, R. R., Tsiklis, I. M., et al. (2021). Expanding the amount of preferential royalty facilities with hard-to-recover oil reserves. *SOCAR Proceedings*, SI2, 8-18.

44. Mardashov, D. V., Rogachev, M. K., Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. V. (2021). Well killing technology before workover operation in complicated conditions. *Energies*, 14(3), 654.

45. Khakimzyanov, I. N., Mukhametshin, V. Sh., Bakhtizin, R. N., et al. (2021). Justification of necessity to consider well interference in the process of well pattern widening in the Bavlinskoye oil field Pashiyan formation. *SOCAR Proceedings*, SI1, 77-87.

46. Mukhametshin, V. V. (2020). Oil production facilities management improving using the analogy method. *SOCAR Proceedings*, 4, 42-50.

47. Mukhametshin, V. Sh., Khakimzyanov, I. N. (2021). 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*, 252, 896-907.

48. Rogachev, M. K., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2019). Improving the efficiency of using resource base of liquid hydrocarbons in Jurassic deposits of Western Siberia. *Journal of Mining Institute*, 240, 711-715.

49. Mukhametshin, V. V. (2018). Rationale for trends in increasing oil reserves depletion in Western Siberia cretaceous deposits based on targets identification. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. *Geo Assets Engineering*, 329(5), 117–124.

О фильтрации информации для обоснования принятия управляющих решений в нефтедобыче

Л. С. Кулешова
Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет (филиал в г. Октябрьском), Россия

Реферат

На основании последовательного использования методов распознавания образа и количественно-качественных показателей, характеризующих тектонико-стратиграфическую приуроченность и особенности геологического строения месторождений, разработан алгоритм, позволяющий проводить фильтрацию научной информации об эффективности разработки залежей нефти в терригенных коллекторах девонского возраста Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Алгоритм позволяет определить двадцать одну группу объектов, опыт разработки которых может быть точно использован для снижения рисков принятия ошибочных решений, направленных на оптимизацию процесса разработки как в условиях «зрелых» месторождений, так и в условиях залежей, вводимых в разработку.

Ключевые слова: терригенный коллектор; метод распознавания образа; тектонико-стратиграфическая приуроченность залежей; геолого-физические и физико-химические свойства пластов; идентификация объектов.

Neft hasilatında idarəetmə qərarlarının qəbul edilməsinin əsaslandırılması üçün məlumatların filtrasiyası haqqında

L. S. Kuleşova
Neft və Qaz İnstitutu, Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti (Oktyabrskiy ş. filialı), Rusiya

Xülasə

Tektonik-stratiqrafik aidiyyəti və yataqların geoloji quruluşunun xüsusiyyətlərini xarakterizə edən təsvirin tanıma metodlarının və kəmiyyət-keyfiyyət göstəricilərinin ardıcıl istifadəsinə əsaslanaraq, Volqa-Ural neft və qaz vilayətinin Devon terrigen kollektorlarında neft yataqlarının işlənməsinin səmərəliliyi barədə elmi məlumatların filtrasiyasına imkan verən alqoritm hazırlanmışdır. Alqoritm iyirmi bir qrup obyekti müəyyənləşdirməyə imkan verir, işləmə təcrübəsi həm «yetkin» yataqlar şəraitində, həm də işlənməyə daxil edilən yataqlar şəraitində işlənmə prosesini optimallaşdırmağa yönəlmiş yanlış qərarların qəbul edilməsi risklərinin azaldılması üçün dəqiq istifadə edilə bilər.

Açar sözlər: terrigen kollektor; təsvirin tanınması üsulu; yataqların tektonik-stratiqrafik aidiyyəti; layların geoloji-fiziki və fiziki-kimyəvi xüsusiyyətləri; obyektlərin identifikasiyası.