Научная статья
УДК 622.276.1/4:55(470.53)

Особенности группирования низкопродуктивных залежей нефти в карбонатных коллекторах для рационального использования ресурсов в пределах Урало-Поволжья

В.Ш.МУХАМЕТШИН✉, И.Н.ХАКИМЗЯНОВ

Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском, Октябрьский, Республика Башкортостан, Россия

Как цитировать эту статью: Мухаметшин В.Ш. Особенности группирования низкопродуктивных залежей нефти в карбонатных коллекторах для рационального использования ресурсов в пределах Урало-Поволжья / В.Ш.Мухаметшин, И.Н.Хакимзянов // Записки Горного института. 2021. Т. 252. С. 896-907. DOI: 10.31897/PMI.2021.6.11

Аннотация. Разработана методика, реализована процедура выделения однородных групп с использованием комплекса параметров, характеризующих свойства пластовых жидкостей, условия залегания, геолого-физические свойства пластов на различных уровнях иерархии. Для мониторинга и обоснования мероприятий по повышению эффективности управления разработкой предложен алгоритм идентификации залежей. Представлено обоснование выделения ассоциативных групп длительно разрабатываемых объектов с использованием параметров геологической неоднородности по различным тектонико-стратиграфическим элементам. Для снижения степени неопределенности при оценке объектов по степени и характеру геологической неоднородности предложены параметры, отражающие степень неопределенности системы с использованием комплексных характеристик. Для разных ассоциаций залежей установлено различное влияние особенностей строения объектов на степень их разделения. В процессе разбуривания залежей, по мере получения дополнительной информации об объектах разработки, необходимо уточнять характер выделяемых групп объектов в первую очередь на основе использования характеристик геологической неоднородности. Сопоставление различных вариантов группирования показывает необходимость учета геологической неоднородности объектов при их разбуривании. Выделение групп объектов с использованием ограниченного количества параметров носит приближенный характер, однако на стадии составления первых проектных документов можно решить те или иные задачи, направленные на определение стратегии разработки залежей.

Ключевые слова: низкопродуктивная залежь; карбонатный коллектор; группирование; идентификация залежей; дифференциация; интерпретация главных компонент

Принята: 30.11.2021

Онлайн: 21.02.2022

Опубликована: 27.12.2021

Введение. Значительным резервом добычи нефти в России являются залежи в карбонатных коллекторах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (ВУНГП) [3, 18]. Объекты низкопродуктивны, характеризуются сложным геологическим строением, запечатанностью залежей у поверхности водонефтяного контакта, трещиноватостью пород-коллекторов [17, 29]. Это обуславливает низкую эффективность их разработки, которая выражается в высокой себестоимости добываемой продукции, низкой степени выработки запасов, длительных сроках эксплуатации залежей на пределе экономической рентабельности [5, 13]. В то же время залежи характеризуются значительными остаточными запасами нефти, а по отдельным из них достигнуты высокие показатели разработки, сравнимые с показателями в терригенных коллекторах [7, 8].

В этих условиях важным является поиск путей и способов повышения эффективности управления разработкой залежей на основе метода аналогий, который позволяет принимать обоснованные решения, тиражировать лучшие практики, снижать риски принятия ошибочных решений [11, 19, 21].

При этом важно идентифицировать (группировать) залежи по параметрам, оказывающим преобладающее влияние на выработку запасов нефти [25, 26], причем необходимо идентифицировать залежи в зависимости от объема исходной геолого-промысловой информации (т.е. от стадии разработки месторождений) [28].

Группирование залежей для возможной идентификации в условиях значительного количества объектов и параметров, характеризующих их, возможно с использованием методов факторного анализа [6, 20, 23]. Именно эта процедура позволяет учесть степень и характер сходства различных групп и само сходство при определении трендов повышения эффективности выработки запасов нефти [12, 31].

Дифференцированный подход к проектированию, анализу, контролю и регулированию разработки данных объектов повысит эффективность управления добычей основных активов нефтяных компаний на территории ВУНГП [1, 4, 22].

Ранее подобная масштабная работа – идентификация и группирование залежей с трудноизвлекаемыми запасами в карбонатных коллекторах ВУНГП, установление степени влияния объема исходной информации на дифференцируемость залежей, разработка алгоритмов идентификации залежей на стадии выхода месторождений из разведки и после полного разбуривания объектов другими исследователями – не проводилась.

Методология. Для проведения группирования выбрано около 600 объектов ВУНГП, достаточно изученных на основании гидродинамических, лабораторных и геофизических исследований скважин, плотно разбуренных и находящихся длительное время в разработке.

Стратиграфически объекты приурочены к продуктивным горизонтам от сакмаро-артинских отложений нижней перми до эйфельских отложений девона. В тектоническом плане объекты приурочены к Татарскому, Пермско-Башкирскому, Жигулевско-Оренбургскому сводам, Пермской, Бельской, Верхнекамской, Мелекесской впадинам, Абдуллинскому прогибу, Юго-Восточному склону Русской платформы.

Для выделения однородных групп объектов использовались алгоритмы метода главных компонент, дискриминантного анализа и различные сочетания геолого-физических параметров [14, 16, 27].

В первом варианте использовались параметры, оказывающие основное влияние на выработку запасов нефти, определение которых с достаточной степенью точности проводится на стадии составления первых проектных документов. Выбор этого набора параметров обусловлен необходимостью создания алгоритма группирования для использования метода аналогии на стадии выхода месторождения из разведки [10, 30].

Результаты и обсуждение. Выделено 18 групп объектов. С использованием дискриминантного анализа получены уравнения канонических переменных, которые совместно с использованием ситуационной карты (рис.1) позволяют идентифицировать объекты добычи нефти уже на стадии выхода месторождений из разведки и определять объекты-аналоги, которые находятся в эксплуатации для определения стратегии разработки:

$$y_1 = 43,51 + 0,034m_T + 0,056m_K - 2,666K_H + 0,025\mu_H - 0,048\mu_O + 0,004\rho_H - \\ - 0,006H_{зал} + 0,129P_{нас} + 0,016G - 0,178P_{пл} - 0,004K_{прон} - 0,121t_{пл};$$

$$y_2 = -32,42 + 0,034m_T - 0,010m_K + 0,215K_H + 0,015\mu_H - 0,098\mu_O - 0,019\rho_H + \\ + 0,0001H_{зал} + 0,438P_{нас} + 0,011G - 0,040P_{пл} - 0,002K_{прон} - 0,057t_{пл};$$

$$y_3 = 14,97 - 0,025m_T - 0,014m_K - 0,596K_H - 0,107\mu_H + 0,212\mu_O - 0,024\rho_H - \\ - 0,002H_{зал} + 0,373P_{нас} + 0,054G + 0,090P_{пл} + 0,008K_{прон} + 0,013t_{пл};$$

$$y_4 = -3,05 - 0,260m_T - 0,210m_K - 5,465K_H + 0,023\mu_H - 0,025\mu_O + 0,013\rho_H + \\ + 0,001H_{зал} + 0,399P_{нас} + 0,005G - 0,285P_{пл} - 0,003K_{прон} + 0,009t_{пл};$$

где m_T – коэффициент пористости по геофизике, %; m_K – коэффициент пористости по керну, %; $K_{\text{прон}}$ – коэффициент проницаемости, 10^{-3} мкм²; K_n – коэффициент нефтенасыщенности, %; μ_n – вязкость пластовой нефти, мПа·с; μ_o – относительная вязкость нефти; ρ_n – плотность пластовой нефти, кг/м³; $P_{\text{нас}}$ – давление насыщения нефти газом, МПа; G – газосодержание пластовой нефти, м³/т; $H_{\text{зал}}$ – глубина залегания пласта, м; $P_{\text{пл}}$ – начальное пластовое давление, МПа; $t_{\text{пл}}$ – начальная пластовая температура, К.

В табл.1 представлены проценты количества объектов в выделенных группах от общего количества объектов (K_1) и их вхождения в соответствующую группу (K_2). Видно, что процент объектов, сгруппированных верно, изменяется по группам от 69 до 100 и в среднем составляет 91 %.

Таблица 1

Показатели группирования

Параметр, %	Объекты группы																	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
K_1	2	8	3	22	4	9	2	3	5	5	10	4	8	7	3	1	2	2
K_2	100	90	100	91	100	69	100	93	85	78	92	95	100	94	100	100	91	100

Канонические корреляции полученных уравнений, характеризующие степень разделения объектов на группы, изменяются от 0,86 до 0,97, что является высоким показателем работоспособности.

Во втором варианте группировались 304 низкопродуктивных ($K_{\text{прод}} < 10$ т/сут/МПа) объекта по 29 параметрам, которые можно отнести к пяти геолого-физическим факторам [33]: условия залегания, толщинные свойства пласта, специальные коэффициенты неоднородности, емкостно-фильтрационные свойства пласта, физико-химические свойства пластовых жидкостей.

Для более полной характеристики фактора толщинных свойств пласта дополнительно были использованы: эффективная нефтенасыщенная толщина зоны разбуривания H_n^p , среднее квадратичное отклонение σ_{H_n} , вариация W_{H_n} , энтропия $\mathcal{E}_{H_n}$, относительная энтропия $\bar{\mathcal{E}}_{H_n}$, эффективной нефтенасы-

щенной толщины; среднее квадратичное отклонение σ_{H_n} , вариация W_{H_n} , энтропия $\mathcal{E}_{H_n}$, относительная энтропия $\bar{\mathcal{E}}_{H_n}$ толщины нефтенасыщенных пропластков. В фактор емкостно-фильтрационных свойств пласта дополнительно введены: среднее квадратичное отклонение σ_m , вариация W_m , энтропия $\mathcal{E}_m$, относительная энтропия $\bar{\mathcal{E}}_m$ пористости. Для описания нового фактора – специальных коэффициентов неоднородности – были использованы: комплексный показатель неоднородности $K_{\text{неод}}$, доля пород-коллекторов в общей толщине пласта K_n , коэффициент расчлененности K_p .

Для расчета этих показателей были использованы данные геолого-геофизических исследований по 6000 скважинам различного назначения.

Надежное определение характеристик геологической неоднородности объектов разработки становится возможным

Рис.1. Ситуационная карта: шифр центров группирования

после того, как месторождение разбурено плотной сеткой скважин. Поэтому основной задачей группирования по комплексу рассматриваемых параметров является всестороннее сравнение и учет особенностей геологического строения залежей. Это позволяет успешно решать задачи, связанные с анализом, контролем и регулированием разработки с целью повышения эффективности добычи нефти [9, 15, 34].

Группирование, проведенное с использованием метода главных компонент, позволило выделить 14 групп объектов.

При характеристике объектов и их групп нельзя ограничиваться рассмотрением только главных компонент, поскольку параметры, входящие в них, объединены в неразрывное целое определенными связями и отношениями, которые обуславливают целостность системы, т.е. проявляют эмерджентные свойства (рис.2) [2].

Выявление связей между различными геологическими параметрами представляет не только теоретический, но и практический интерес как при решении задач геологии, так и при разработке нефтяных месторождений [32].

Анализ связей между параметрами показывает, что с увеличением эффективной нефтенасыщенной толщины объектов растет геологическая неоднородность по этому параметру, отражаемая с помощью среднеквадратичного отклонения и энтропии; увеличивается средняя толщина нефтенасыщенных пропластков и неоднородность, отражаемая с помощью среднеквадратичного отклонения; снижается плотность нефти, увеличиваются газосодержание и давление насыщения. Это объясняет, почему в условиях различных месторождений влияние эффективной нефтенасыщенной толщины на нефтеотдачу отличается не только по величине, но и по знаку. С одной стороны, с увеличением эффективной нефтенасыщенной толщины по анализируемым залежам снижается плотность и вязкость нефти, что должно положительно влиять на величину выработки запасов нефти, с другой – растет неоднородность, которая ухудшает условия выработки.

С увеличением глубины залегания объектов пористость в результате уплотнения пород снижается, а проницаемость увеличивается из-за повышения роли трещин в процессе фильтрации нефти. С ростом доли пород-коллекторов в общей толщине пласта растет неоднородность по толщине нефтенасыщенных пропластков, отражаемая с помощью энтропии. С увеличением коэффициента расчлененности увеличивается эффективная нефтенасыщенная толщина и неоднородность по ней и т.д. Наличие таких связей и отношений между параметрами и различное влияние этих параметров на процессы, происходящие в пласте, требуют комплексного подхода при их рассмотрении [24].

Параметры, отражающие геологическую неоднородность, также имеют сложную взаимосвязь между собой, которая является стохастической, что затрудняет сравнение объектов по геологической неоднородности, отражаемой с помощью различных показателей. Поэтому введены параметры, включающие те или иные оценки геологической неоднородности:

- по пористости

$$\Pi_m = \sigma_m W_m \mathfrak{E}_m \bar{\mathfrak{E}}_m;$$

Рис.2. Граф значимых связей между параметрами объектов исследования, полученный на основе парного корреляционно-регрессионного анализа

- по эффективной нефтенасыщенной толщине

$$\Pi_{H_3} = \sigma_{H_3} W_{H_3} \bar{\epsilon}_{H_3} \bar{\epsilon}_{H_3};$$

- по толщине нефтенасыщенных пропластков

$$\Pi_{H_n} = \sigma_{H_n} W_{H_n} \bar{\epsilon}_{H_n} \bar{\epsilon}_{H_n}.$$

Рассмотрение эмпирических законов распределения параметров геологической неоднородности по группам объектов по второму варианту позволило выделить характерные интервалы изменения этих параметров (рис.3).

Объекты первой группы, приуроченные к кизеловскому горизонту турнейского яруса Бирской седловины, характеризуются большой глубиной залегания и принадлежат к типу массивных.

Характеристики объектов второй группы в большинстве совпадают с характеристиками объектов первой группы. Основным отличием является то, что эффективная нефтенасыщенная толщина объектов второй группы характеризуется как средняя, породы-коллекторы имеют низкую нефтенасыщенность, а залежи – высокую расчлененность и неоднородность по эффективной нефтенасыщенной толщине.

Объекты третьей группы приурочены к кизеловскому горизонту турнейского яруса и входят в состав Альметьевской и Белебеевско-Шкаповской вершин Татарского свода и Бирской седловины.

Объекты четвертой группы отличаются тем, что имеют средние значения коэффициента расчлененности и характеризуются высокими значениями параметра неоднородности по толщине нефтенасыщенных пропластков. Объекты этой группы находятся в пределах Белебеевско-Шкаповской вершины и приурочены к коллекторам кизеловского и заволжского горизонтов турнейского яруса.

Залежи черепетского горизонта юго-восточного склона Русской платформы относятся к объектам пятой группы; являются массивно-слоистыми и залегают на большей глубине, чем объекты 1-4 групп.

Объекты шестой группы также находятся в пределах юго-восточного склона Русской платформы, но приурочены к кизеловскому горизонту турнейского яруса. Залежи этой группы характеризуются весьма большой глубиной залегания и являются в основном сводовыми и массивно-слоистыми.

Залежи верхнефаменского яруса Белебеевско-Шкаповской вершины составляют седьмую группу объектов; являются массивными, приурочены к биогермным выступам и залегают на большой глубине.

Рис.3. Характеристика «средних» гипотетических залежей объектов по геологической неоднородности

Объекты фаменского яруса юго-восточного склона Русской платформы, входящие в восьмую группу, значительно отличаются от объектов седьмой группы. Являясь массивными и приуроченными к биогермным выступам, они характеризуются весьма большой глубиной залегания.

Девятая группа объектов представлена рифовыми массивами Бельской впадины, приуроченными к артинскому, ассельскому и сакмарскому ярусам и залегающими на средней глубине.

К объектам группы 10 относятся залежи верейского пласта B_2 , находящиеся в пределах Башкирской вершины, которые в основном являются пластовыми сводовыми и залегают на малой глубине.

Группа 11 включает в себя объекты башкирского яруса Башкирской вершины. Залежи в основном являются массивно-слоистыми и залегают на средней глубине.

Группа 12 включает в себя пластовые, сводовые, литологически экранированные, залегающие на малой глубине объекты, приуроченные к каширскому ($KШ_1$) и подольскому ($П_3$) горизонтам Бирской седловины.

Объекты группы 13 включают в себя залежи каширского ($KШ_1$, $KШ_4$) и подольского ($П_2$, $П_3$) горизонтов Бирской седловины.

Залежи нефти в верейском (B_1 , B_2 , B_3) и каширском ($KШ_1$, $KШ_2$, $KШ_3$, $KШ_4$) горизонтах Башкирской вершины составили группу объектов 14. По своим характеристикам объекты этой группы близки к объектам групп 10, 12, 13. Однако имеет место специфический набор рассматриваемых параметров, что позволило выделить эти объекты в самостоятельную группу.

Исходя из характеристики объектов, выделяются две группы, существенно отличающиеся друг от друга. К первой относятся объекты нижнепермской и среднекаменноугольной систем (группы 9-14), ко второй – нижнекаменноугольной и верхнедевонской систем (группы 1-8). Объекты первой группы по сравнению со второй имеют приблизительно в 1,5 раза меньшую глубину залегания и пластовое давление, являются более однородными по толщинным свойствам, расчлененности и доле пород-коллекторов в общей толщине пласта; проницаемость объектов почти в два раза ниже, но пористость и неоднородность по ней выше почти в 1,5 раза. Вязкость пластовой нефти объектов второй группы выше в два раза при меньшем (в 1,5 раза) газосодержании.

Для получения более четкой картины разделения выделенных 14 групп объектов, проверки правильности отнесения объектов к той или иной группе по рассматриваемым параметрам и выявления параметров, принимающих наибольшее участие в разделении групп, был проведен дискриминантный анализ раздельно по группам 1-8 и 9-14.

На рис.4 видно четкое разделение групп объектов. Процент верно сгруппированных объектов изменяется от 90 до 100 и в среднем равен 95, что указывает на незначительную погрешность при их выделении.

Выявление параметров, принимающих наибольшее участие в разделении групп объектов, проводилось на основании использования значений F – статистики (критерия Фишера) для многомерного сравнения групповых средних переменных, введенных в уравнения канонических переменных. Значения F -критериев приведены в табл.2 и 3.

Таблица 2

Значения критериев Фишера при многомерном сравнении групповых средних переменных объектов нижнепермской и среднекаменноугольной систем

Параметр	F -критерий	Параметр	F -критерий	Параметр	F -критерий	Параметр	F -критерий
H_3^p	280	$P_{пл}$	94	σ_m	74	ρ_n	66
$P_{нас}$	153	K_p	87	W_m	70	K_n	64
$K_{прон}$	121	W_{H_n}	83	m_r	69	μ_n	64
σ_{H_n}	108	$H_{зал}$	77	σ_{H_3}	66	μ_o	62

Как видно из табл.2, наиболее информативными параметрами в разделении групп объектов нижнепермской и среднекаменноугольной систем являются: эффективная нефтенасыщенная тол-

щина, давление насыщения и коэффициент проницаемости. Наименее информативные параметры – вязкость и плотность пластовой нефти. Относительная вязкость пластовой нефти указывает на незначительное различие групп объектов по этим параметрам. Неинформативными параметрами оказались: толщина нефтенасыщенных пропластков, газовый фактор, коэффициент нефтенасыщенности, энтропии и относительные энтропии по различным параметрам, пластовая температура.

Таблица 3

Значения критериев Фишера при многомерном сравнении групповых средних переменных объектов нижнекаменноугольной и верхнедевонской систем

Параметр	F-критерий	Параметр	F-критерий	Параметр	F-критерий
μ_n	156	$H_{\text{зал}}$	74	K_n	58
m_k	118	$K_{\text{прон}}$	70	μ_o	56
$P_{\text{пл}}$	107	ρ_n	68	G	56
K_p	100	$W_{n\text{п}}$	65	H_n	55
$t_{\text{пл}}$	84	K_n	65	H_3^p	53
$P_{\text{нас}}$	76	σ_m	62	Ξ_m	51

В условиях групп объектов нижнекаменноугольной и верхнедевонской систем (табл.3) наибольшей информативностью обладают: вязкость нефти, пористость и пластовое давление. Наименьшей разделяющей способностью обладают: эффективная нефтенасыщенная толщина и энтропия пористости. Неинформативными оказались параметры неоднородности по эффективной нефтенасыщенной толщине.

Сравнение показывает, что набор наиболее информативных параметров во многом определяется фактором стратиграфической приуроченности, что должно учитываться при разработке объектов добычи нефти.

Относительная энтропия по различным параметрам является в обоих случаях неинформативным параметром и слабо дифференцирует объекты на группы.

Рис.4. Распределение объектов исследования в осях канонических переменных u_1 и u_2 :

a – нижнепермская и среднекаменноугольная системы; b – нижнекаменноугольная и верхнедевонская системы

Использование полученных уравнений канонических переменных для групп объектов 1-8:

$$y_1 = 158,1 + 0,218H_9^p - 1,477H_{11} - 0,043W_{11} + 1,494m_k - 0,334\sigma_m - 33,02K_{11} - 0,689\Theta_m - \\ - 0,11K_p + 0,305\mu_{11} + 0,485\mu_0 - 0,126\rho_{11} + 0,02H_{\text{зал}} - 0,448P_{\text{нас}} + 0,022G - 0,897P_{\text{пл}} - \\ - 0,193t_{\text{пл}} - 0,016K_{\text{прон}} + 2,757K_{11};$$

$$y_2 = -3,23 - 0,121H_9^p + 0,504H_{11} + 0,037W_{11} - 0,31m_k - 0,371\sigma_m + 15,13K_{11} + 1,398\Theta_m - \\ - 0,221K_p - 0,165\mu_{11} + 0,227\mu_0 + 0,048\rho_{11} - 0,002H_{\text{зал}} - 0,19P_{\text{нас}} - 0,109G - 0,397P_{\text{пл}} - \\ - 0,122t_{\text{пл}} + 0,01K_{\text{прон}} - 7,68K_{11};$$

для групп объектов 9-14:

$$y_1 = 52,67 - 0,054H_9^p + 0,426\sigma_{H_9} - 3,007\sigma_{H_{11}} + 0,032W_{11} - 0,37m_k + 3,102\sigma_m - 0,471W_m - \\ - 0,949K_p + 0,734\mu_{11} - 0,887\mu_0 - 0,036\rho_{11} - 0,31P_{\text{нас}} - 0,041G - 1,092P_{\text{пл}} - \\ - 0,016K_{\text{прон}} + 0,95K_{11};$$

$$y_2 = 106,73 - 0,099H_9^p + 0,936\sigma_{H_9} + 0,002W_{11} - 0,027m_k + 1,656\sigma_m - 0,1151W_m + 0,503K_p + \\ + 1,841\mu_{11} - 1,697\mu_0 - 0,119\rho_{11} - 0,905P_{\text{нас}} - 0,047G - 0,601P_{\text{пл}} - 0,053K_{\text{прон}} - 5,229K_{11};$$

а также распределений объектов в осях этих переменных позволяют проводить процедуру поиска объектов-аналогов и глубокой идентификации объектов с учетом геологической неоднородности по различным параметрам для решения разных задач повышения эффективности и вовлечения в разработку и низкопродуктивных и низкорентабельных залежей нефти.

В табл.4 представлены значения K_1 и K_2 . Видно, что процент объектов, сгруппированных верно, изменяется по группам от 90 до 100, составляя в среднем 95 %, что указывает на незначительную погрешность при выделении групп объектов.

Таблица 4

Показатели группирования

Параметр, %	Объекты группы															
	1	2	3	4	5	6	7	8	1-8	9	10	11	12	13	14	9-14
K_1	28	10	19	17	8	6	7	5	100	7	13	14	14	7	45	100
K_2	100	93	100	96	90	100	100	100	95	100	100	92	100	100	91	95

Значения канонических корреляций полученных уравнений изменяются от 0,841 до 0,986.

Использование параметров и коэффициентов, характеризующих геологическую неоднородность объектов исследования по различным параметрам, как видно из рис.5, позволяет в отдельных случаях провести более глубокое сравнение и дифференциацию групп объектов. Так, например, если объекты групп 10, 15, 17, 18, выделенные по первому варианту группирования (при отсутствии параметров геологической неоднородности) с учетом геологической неоднородности, образовали группы 3, 7-9 соответственно, то группы 5, 12, 13 разбились на две подгруппы, которые различаются по показателям геологической неоднородности. Пятая группа, выделенная по первому варианту, разбилась при втором (с учетом геологической неоднородности) на группы 12 и 13. При этом, если по доле пород-коллекторов в общей толщине пласта объекты групп 12 и 13 приблизительно идентичны, то по остальным параметрам геологической неоднородности (рис.5) они различаются. Наиболее сильное влияние параметров геологической неоднородности при дифференциации наблюдается в условиях объектов шестой группы, полученной при группировании по первому варианту. Эта группа разбилась при втором варианте группирования еще на пять групп, причем каждая из полученных отличается от остальных по специфическому набору интервалов изменения параметров и коэффициентов геологической неоднородности.

Рис.5. Разделение групп объектов, полученных при группировании по первому варианту, с учетом геологической неоднородности

1 – номер группы объектов, полученных при группировании по второму варианту; 2 – номер группы объектов, полученных при группировании по первому варианту; 3 – процент отношения количества объектов (при группировании по второму варианту) к общему количеству объектов в группе (при группировании по первому варианту); 4 – соответствие интервалов изменения параметров групп объектов (при группировании по второму варианту)

Рассмотрение обратной картины (рис.6) показало, что группы, полученные по второму варианту, включают в себя объекты нескольких групп, выделенных по первому варианту.

Рис.6. Сопоставление интервалов изменения параметров «средних» гипотетических залежей групп объектов по первому и второму вариантам группирования

1 – номер группы объектов, полученных при группировании по второму варианту; 2 – номер группы объектов, полученных при группировании по первому варианту; 3 – процент отношения количества объектов (при группировании по второму варианту) к общему количеству объектов в группе (при группировании по первому варианту); 4 – соответствие интервалов изменения параметров «средних» гипотетических залежей групп, выделенных по первому и второму вариантам

Рис. 7. Значимые связи конечной нефтеотдачи от геолого-технологических параметров

Необходимо отметить при этом частое совпадение параметров, использованных в первом варианте. В этих случаях важное значение приобретает геологическая неоднородность, которая и объединяет эти объекты в единую группу.

Сопоставление различных вариантов группирования показывает необходимость учета геологической неоднородности объектов в процессе их разбуривания. Выделение групп объектов с использованием ограниченного количества параметров носит приближенный характер, однако на стадии составления первых проектных документов появляется возможность решения задач, направленных на определение стратегии разработки залежей.

На заключительном этапе была прогнозирована конечная нефтеотдача η по рассматриваемым объектам с использованием статистических методов, основанных на применении характеристик вытеснения нефти водой и характеристик истощения.

Было изучено влияние всех рассматриваемых параметров на η и построены многомерные модели для каждой из выделенных групп с использованием метода группового учета аргументов.

На рис. 7 в качестве примера приведены значимые связи η от плотности сетки скважин S , коэффициента продуктивности $K_{\text{прод}}$, комплексного показателя неоднородности $K_{\text{неод}}$ и вязкости пластовой нефти μ_n . Видно, что в условиях различных групп объектов степень и характер влияния этих параметров на нефтеотдачу различен, что говорит о необходимости дифференциации объектов и объединения их в относительно однородные группы при решении различных задач разработки.

На необходимость дифференциации объектов указывают и полученные многомерные (по группам при моделировании по второму варианту) модели. Так, модель для первой группы имеет следующий вид:

$$\eta = 18,3 \frac{\Pi_m^{0,5} \Pi_{H_n} \Xi_{H_n}^{0,5}}{S} - 169 \frac{\Pi_{H_3}^{0,5}}{S} + 0,15 \frac{S}{\Pi_m^{0,5} \Pi_{H_3}} - 10,9 \frac{\Pi_m^{0,5} \Pi_{H_3}}{H_3^{0,5} S};$$

- модель для четвертой группы:

$$\eta = 910 \frac{H_3^{0,5}}{\mu_n^{0,5} S^{0,5} \Xi_m^{0,5} \sigma_m^{0,5} W_m^{0,5}} - 78,1 \frac{H_3^{0,5}}{\Pi_{\text{пл}}^{0,5} \Xi_m^{0,5} W_m^{0,5}};$$

- модель для седьмой группы:

$$\eta = 21,3 \frac{\Pi_{H_n}^{0,5} \Xi_{H_3}^{0,5}}{W_m^{0,5} S^{0,5}} + 0,508 \frac{K_{\text{прод}}^{0,5} \Pi_{H_n}^{0,5}}{S^{0,5}} - 12,5 \cdot 10^{-2} H_{\text{зал}}^{0,5};$$

- модель для группы 13:

$$\eta = 2,19 \cdot 10^{-2} \frac{\Pi_{\text{нн}}^{0,5} G^{0,5} P_{\text{нас}}}{\mu_o^{0,5}} - 3 \cdot 10^{-4} \frac{\Pi_{\text{нн}} G^{0,5} P_{\text{нас}} S}{\mu_o^{0,5}};$$

- модель для всех групп объектов:

$$\eta = 7,86 \cdot 10^{-4} \frac{t_{\text{пл}}^{0,5} H_{\text{зал}} \sigma_{\text{нн}}^{0,5} \sigma_{\text{нз}}^{0,5}}{K_{\text{н}} S^{0,5}} + 9,54 \cdot 10^{-6} \frac{t_{\text{пл}}^{2,0} H_{\text{зал}}^{0,5} W_{\text{нн}}^{0,5}}{m_{\text{к}}^{0,5} S^{0,5}} - 20,8 \frac{\sigma_{\text{нн}}^{0,5}}{t_{\text{пл}}^{0,5}} +$$

$$+ 24,4 \frac{K_{\text{н}}^{0,5} \varepsilon_{\text{нн}}^{0,5} K_{\text{п}}^{0,5} \sigma_{\text{нз}}^{0,5}}{S^{0,5}} - 8,46 \cdot 10^{-6} \frac{t_{\text{пл}}^{2,0} H_{\text{зал}}^{0,5} W_{\text{нн}}^{0,5} \mu_{\text{н}}}{m_{\text{к}}^{0,5} S^{0,5}}.$$

Анализ моделей показывает, что в условиях различных групп объектов есть свой набор значимых параметров, оказывающих преобладающее влияние на выработку запасов нефти, при этом степень влияния одних и тех же параметров в условиях различных групп – отличается.

Корреляционное отношение полученных моделей по группам объектов изменяется от 0,718 до 0,983, а модели, построенной с использованием всех объектов, равно 0,426. Относительные погрешности моделей по группам в среднем составляют 15 %, в то время как модели, построенной по всем объектам, – 34 %.

Выводы

1. На основании использования особенностей геологического строения залежей, характеризующихся параметрами уровней иерархии, предложен алгоритм идентификации объектов для решения задач мониторинга и управления разработкой.
2. Предложено использование комплексных характеристик для снижения степени неопределенности объектов разработки при их оценке по различным параметрам геологической неоднородности.
3. Выделены группы объектов, находящихся длительное время в разработке по параметрам геологической неоднородности в условиях различных тектонико-стратиграфических систем.
4. Выявлено, что по мере разбуривания залежей необходимо уточнять значения параметров, характеризующих особенности геологического строения, и вносить уточнения о принадлежности объектов к той или иной группе, используя параметры геологической неоднородности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Андреев А.В. Прогнозирование продуктивности залежей в карбонатных коллекторах с трудноизвлекаемыми запасами / А.В.Андреев, В.Ш.Мухаметшин, Ю.А.Котенев // SOCAR Proceedings. 2016. № 3. С. 40-45. DOI: 10.5510/OGP20160300287
2. Галкин В.И. Использование вероятностных моделей нефтегазоносности в целях ранжирования перспективных структур, находящихся в пределах верхнекамского месторождения калийно-магниевого солей / В.И.Галкин, О.А.Мелкишев, С.В.Варушкин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2021. Т. 332. № 1. С. 23-30. DOI: 10.18799/24131830/2021/1/2996
3. Дмитриевский А.Н. Ресурсно-инновационная стратегия развития экономики России // Нефтяное хозяйство. 2017. № 5. С. 6-7.
4. Дмитриевский А.Н. Современная НТР и смена парадигмы освоения углеводородных ресурсов / А.Н.Дмитриевский, Н.А.Еремин // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2015. № 6. С. 10-16.
5. Ибрагимов Н.Г. Опыт промышленной реализации импортозамещающих технологий интенсификации добычи нефти в ПАО «Татнефть» / Н.Г.Ибрагимов, М.Х.Мусабилов, А.Ф.Яртыев // Нефтяное хозяйство. 2015. № 8. С. 86-89.
6. Мирзаджанзаде А.Х. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неопределенность / А.Х.Мирзаджанзаде, М.М.Хасанов, Р.Н.Бахтизин. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. 368 с.
7. Муслимов Р.Х. Методы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии // Нефтяное хозяйство. 2008. № 3. С. 30-35.
8. Муслимов Р.Х. Новая стратегия освоения нефтяных месторождений в современной России – оптимизация добычи и максимизация КИН // Нефть. Газ. Новации. 2016. № 4. С. 8-17.
9. Мухаметшин В.В. Обоснование систем заведения низкопродуктивных залежей нефти в условиях ограниченного объема информации / В.В.Мухаметшин, Л.С.Кулешова // SOCAR Proceedings. 2019. № 2. С. 16-22. DOI: 10.5510/OGP20190200384
10. Мухаметшин В.В. О снижении уровня неопределенности при управлении заводнением залежей с трудноизвлекаемыми запасами / В.В.Мухаметшин, Л.С.Кулешова // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2020. Т. 331. № 5. С. 140-146. DOI: 10.18799/24131830/2020/5/2644

11. Мухаметшин В.В. Повышение эффективности управления объектами добычи нефти с использованием метода аналогий // SOCAR Proceedings. 2020. № 4. С. 42-50. DOI: 10.5510/OGP20200400464
12. Оптимизация выработки запасов из водонефтяных зон горизонта D3ps Шапововского нефтяного месторождения с помощью горизонтальных скважин / Р.Ф.Якупов, В.Ш.Мухаметшин, И.Н.Хакимзянов, В.Е.Трофимов // Георесурсы. 2019. Т. 21. № 3. С. 55-61. DOI: 10.18599/grs.2019.3.55-61
13. Перспективы применения многофункциональных жидкостей глушения скважин в карбонатных пластах / Ю.В.Зейгман, В.Ш.Мухаметшин, А.Р.Хафизов, С.Б.Харина // SOCAR Proceedings. 2016. № 3. С. 33-39. DOI: 10.5510/OGP20160300286
14. Пономарева И.Н. Оценка результатов гидравлического разрыва пласта на основе анализа геолого-промысловых данных / И.Н.Пономарева, Д.А.Мартыусhev // Георесурсы. 2020. Т. 22. № 2. С. 8-14. DOI: 10.18599/grs.2020.2.8-14
15. Применение кластерного анализа при оценке плотности начальных суммарных ресурсов нефти высокоизученных территорий / О.А.Мелкишев, В.И.Галкин, С.В.Галкин и др. // SOCAR Proceedings. 2018. № 3. С. 16-23. DOI: 10.5510/OGP20180300357
16. Расторгуев М.Е. Использование дискриминантного анализа для интерпретации данных газового каротажа на примере Павловского нефтяного месторождения // Вестник Пермского научно-исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2019. Т. 19. № 1. С. 39-55. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.1.4
17. Результаты опытно-промышленных работ в области обработки призабойной зоны и стимуляции скважин в ОАО «Татнефть» / Н.Г.Ибрагимов, Ф.З.Исмагилов, М.Х.Мусабилов, Э.М.Абусалимов // Нефтяное хозяйство. 2014. № 7. С. 40-43.
18. Рогачев М.К. Контроль и регулирование процесса солянокислотного воздействия на призабойную зону скважин по геолого-промысловым данным / М.К.Рогачев, В.В.Мухаметшин // Записки Горного института. 2018. Т. 231. С. 275-280. DOI: 10.25515/PMI.2018.3.275
19. Рогачев М.К. Повышение эффективности использования ресурсной базы жидких углеводородов в юрских отложениях Западной Сибири / М.К.Рогачев, В.В.Мухаметшин, Л.С.Кулешова // Записки Горного института. 2019. Т. 240. С. 711-715. DOI: 10.31897/PMI.2019.6.711
20. Усовершенствованный подход к проведению блочно-факторного анализа разработки / О.Ю.Савельев, А.А.Бородин, М.В.Наутольников и др. // Нефтяное хозяйство. 2015. № 10. С. 74-77.
21. Шаблоны применения технологий – эффективный способ систематизации знаний / С.И.Кудряшов, М.М.Хасанов, В.А.Краснов и др. // Нефтяное хозяйство. 2007. № 11. С. 7-9.
22. Штуров И.В. Дифференцированный анализ степени вовлечения и выработанности запасов юрских залежей в пределах Западно-Сибирской НГП / И.В.Штуров, В.А.Захаренко, А.Я.Фурсов // Недропользование XXI век. 2015. № 1 (51). С. 12-19.
23. Adner R. The wide lens: What successful innovators see that others miss. New York: Penguin Books, 2012. 290 p.
24. Akhmetov R.T. Simulation of the absolute permeability based on the capillary pressure curves using the dumbbell model / R.T.Akhmetov, V.V.Mukhametshin, L.S.Kuleshova // Journal of Physics: Conference Series. 2019. Vol. 1333. Iss. 3. № 032001. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/3/032001
25. Alvarado V. Screening Strategy for Chemical Enhanced Oil Recovery in Wyoming Basin / V.Alvarado, G.Thyne, G.R.Murrell // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 21-24 September 2008, Denver, Colorado, USA. OnePetro, 2008. № SPE-115940-MS. DOI: 10.2118/115940-MS
26. Beaudette-Hodsmann C. Production of High Quality Water for Oil Sands Application / C.Beaudette-Hodsmann, B.MacLeod, R.Venkatadri // International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, 20-23 October 2008, Calgary, Alberta, Canada. OnePetro, 2008. № SPE-117840-MS. DOI: 10.2118/117840-MS
27. Economides M. Unified Fracture Design: bridging the gap between theory and practice / M.Economides, R.Oligney, P.Valko. Alvin: Orsa Press, 2002. 194 p.
28. Kuleshova L.S. Applying information technologies in identifying the features of deposit identification under conditions of different oil-and gas provinces / L.S.Kuleshova, V.V.Mukhametshin, A.R.Safiullina // Journal of Physics: Conference Series. 2019. Vol. 1333. Iss. 7. № 072012. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/7/072012
29. Mukhametshin V.Sh. Rationale for the production of hard-to-recover deposits in carbonate reservoirs // International Symposium «Earth sciences: history, contemporary issues and prospects», 10 March 2020, Moscow, Russian Federation. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2020. Vol. 579. Iss. 1. № 012012. DOI: 10.1088/1755-1315/579/1/012012
30. Ponomareva I.N. Operational method for determining bottom hole pressure in mechanized oil producing wells, based on the application of multivariate regression analysis / I.N.Ponomareva, V.I.Galkin, D.A.Martyushev // Petroleum Research. 2021. Vol. 6. Iss. 4. P. 351-360. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2021.05.010
31. Rabie A.I. Effect of Acid Additives on the Reaction of Stimulating Fluids During Acidizing Treatments / A.I.Rabie, H.A.Nasr-El-Din // SPE North Africa Technical Conference and Exhibition, 14-16 September 2015, Cairo, Egypt. OnePetro, 2015. № SPE-175827-MS. DOI: 10.2118/175827-MS
32. Soloviev N.N. Developing the efficiency of low-productivity oil deposits via internal flooding / N.N.Soloviev, V.Sh.Mukhametshin, A.R.Safiullina // International Conference on Extraction, Transport, Storage and Processing of Hydrocarbons & Materials (ETSaP 2020), 24-25 August 2020, Tyumen, Russian Federation. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, 2020. Vol. 952. № 012064. DOI: 10.1088/1757-899X/952/1/012064
33. Use of low-mineralized water for displacing oil from clay productive field formations / A.V. Stenkin, Yu.A. Kotenev, V.Sh. Mukhametshin, Sh.Kh. Sultanov // International Conference on Mechanical Engineering, Automation and Control Systems 2018, 12-14 December 2018, Novosibirsk, Russian Federation. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, 2019. Vol. 560. № 012202. DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012202
34. Yakupov R.F. Filtration model of oil coning in a bottom water-drive reservoir / R.F.Yakupov, V.Sh.Mukhametshin, K.T.Tynchev // Periodico Tche Quimica. 2018. Vol. 15. Iss. 30. P. 725-733. DOI: 10.52571/PTQ.v15.n30.2018.725_Periodico30_pgs_725_733.pdf

Авторы: В.Ш.Мухаметшин, д-р геол.-минерал. наук, профессор, vsh@of.ugntu.ru, <https://orcid.org/0000-0002-3951-4936> (Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском, Октябрьский, Республика Башкортостан, Россия), И.Н.Хакимзянов, д-р техн. наук, профессор, <https://orcid.org/0000-0001-6652-5350> (Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском, Октябрьский, Республика Башкортостан, Россия).

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.