

УДК 622.276.1/4:55(470.53)

ОБОСНОВАНИЕ ТРЕНДОВ ПОВЫШЕНИЯ СТЕПЕНИ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ НА ОСНОВЕ ИДЕНТИФИКАЦИИ ОБЪЕКТОВ

Мухаметшин Вячеслав Вячеславович,

vv@of.ugntu.ru

Уфимский государственный нефтяной технический университет,
Россия, Республика Башкортостан, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

Актуальность. В условиях необходимости сохранения достигнутых уровней добычи нефти в стране при смещении структуры запасов в сторону трудноизвлекаемых первоочередной задачей сегодняшнего дня является поиск и обоснование использования передовых высокоэффективных технологий на объектах, характеризующихся высокими значениями остаточных запасов, с целью повышения темпов и степени их выработки.

Цель: обоснование трендов повышения эффективности разработки месторождений нижнемеловой системы Западной Сибири на основе идентификации объектов.

Методы. Использован геолого-промысловый материал более чем по 300-м объектам исследования. Проведена идентификация по 19-ти параметрам, характеризующим условия залегания, геолого-физические и физико-химические свойства пластов и насыщающих их флюидов с применением методов теории распознавания образа – метода главных компонент, дискриминантного и кластерного анализов.

Результаты. Проведено несколько последовательных пошаговых процедур идентификации объектов, позволивших выделить 11 групп объектов и получить аппарат диагностирования принадлежности залежей к той или иной группе с высокой степенью надежности.

Выводы. Проведённое исследование позволило: дифференцировать и идентифицировать объекты, приуроченные к нижнемеловой системе Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, с выделением одиннадцати групп объектов по параметрам, оказывающим превалирующее влияние на степень выработки запасов нефти; выделить особенности групп объектов, предложить алгоритмы и несколько направлений поиска идентичных объектов и групп для обоснования трендов повышения эффективности разработки как зрелых месторождений, так и выходящих из разведки, а также не участвовавших в процессе идентификации.

Ключевые слова:

Идентификация, степень выработки запасов, месторождение нефти, повышение эффективности разработки.

Актуальность

Проблеме повышения степени выработки запасов залежей нефти во все времена уделялось самое пристальное внимание как у нас в стране, так и за рубежом [1–6]. Особую значимость эта проблема имеет сегодня в условиях необходимости сохранения достигнутых уровней добычи нефти при существенном изменении структуры запасов нефти [7–9].

Постоянное увеличение количества зрелых месторождений, незначительный объем вновь открываемых запасов, ещё большее смещение центра тяжести добычи полезных ископаемых в районы Крайнего Севера и Арктики, шельфовых зон [10], в районы отсутствия промышленной и бытовой инфраструктуры придают этой проблеме особую актуальность. В большей мере это касается залежей нефти, находящихся в разработке, характеризующихся наличием значительного количества остаточных запасов, расположенных на хорошо обустроенных территориях. Одними из таких объектов являются терригенные месторождения нижнемеловой системы Западной Сибири, находящиеся длительное время в разработке и характеризующиеся относительно невысокими значениями прогнозного конечного коэффициента извлечения нефти (КИН) – в среднем около 30–35 % – при сохранении принципиальных положений существующих систем разработки [11–15]. В то же время раз-

брос значений прогнозного КИН по этим объектам весьма значителен (от 0,1 до 0,6), что является причиной проявления особенностей геологического строения залежей и применяемых, в соответствии с этим, технологий разработки, и требует дифференцированного подхода к дальнейшей разработке объектов различных относительно однородных групп месторождений, а также использования опыта разработки месторождений не только с наибольшей степенью выработки запасов в пределах этих групп [16, 17], но и с незначительными КИН, что позволяет установить несоответствия.

Цель

В связи с этим была поставлена цель: проведение идентификации объектов нижнемеловой системы с выделением степени сходства и различия залежей и их групп по условиям залегания, геолого-физическим и физико-химическим свойствам пластов и насыщающих их флюидов, с созданием алгоритма диагностирования принадлежности залежей к той или иной группе с высокой степенью надежности. Достижение этой цели позволяет:

- обоснованно проводить анализ эффективности разработки объектов в пределах выделенных групп;
- устанавливать причины, ухудшающие процесс выработки запасов нефти;

- устанавливать области наиболее успешного применения тех или иных технологий добычи, а также устанавливать оптимальные параметры этих технологий;
- создавать научно-методическую основу обоснования эффективной разработки объектов-аналогов, вводимых в разработку [18];
- определять геолого-технологические параметры, оказывающие превалирующее влияние на процессы выработки запасов нефти;
- обосновывать использование инновационных и успешных технологий через их тиражирование в пределах групп;
- обеспечивать снижение рисков и повышение эффективности принятия различных управляющих решений при проведении мероприятий по доразработке объектов [19];
- обоснованно использовать прогрессивный опыт разработки объектов, не участвовавших в процессе идентификации [20];
- объективно оценивать эффективность применения новых технологий;
- обосновывать использование передовых технологий для «своих» групп объектов [21];
- обосновывать решения, направленные на извлечение трудноизвлекаемых запасов, снижение затрат на их добычу, увеличение КИН, продление сроков эффективной эксплуатации [22];
- выбирать направления эффективного использования инвестиционного портфеля [23];
- обосновывать выбор полигонов для испытания инновационных технологий;
- эффективно отбирать, обосновывать, использовать сопредельную информацию для извлечения трудноизвлекаемых остаточных запасов;
- рассматривать каждый объект группы как испытательный полигон для других объектов и учитывать положительный и отрицательный опыт его разработки.

Именно идентификация объектов лежит в основе решения обозначенного круга вопросов, направленных на увеличение доли извлекаемых запасов нефти из недр [24–26], и обоснования трендов повышения эффективности разработки объектов нижнемеловой системы Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Методы

В качестве объектов исследования было выбрано более 300 объектов разработки – месторождений, их участков и отдельных площадей, приуроченных к Красноленинскому, Сургутскому, Северному, Нижневартовскому сводам; Северо-Вартовской, Северо-Сургутской, Надымской моноклиналям; Ярсомовскому прогибу; Верхнепурскому валу; Большехетской впадине и входящих в состав Фроловской, Среднеобской, Надым-Пурской и Пур-Тазовской нефтегазоносных областей.

В стратиграфическом плане объекты приурочены к продуктивным пластам альбского (al), ап-

тского (a), баремского (br), готеривского (g), валанжинского (v) ярусов и ачимовской (Ач) толще.

В качестве инструментов достижения поставленной цели использовались алгоритмы из теории распознавания образа: метод главных компонент (МГК), дискриминантный анализ (ДА), кластерный анализ (КА), широко используемые для решения подобного рода задач [27–29].

Идентификация проводилась по девятнадцати параметрам, используемым при проектировании разработки залежей и оказывающим превалирующее влияние на технико-экономические показатели процесса разработки объектов [30, 31]. Среди них:

- параметры, характеризующие условия залегания пластов: глубина залегания ($H_{зал}$, м); начальные пластовые давление ($P_{пл}$, МПа) и температура ($t_{пл}$, °C);
- параметры, характеризующие геолого-физические свойства пластов: общая ($H_{общ}$, м) и эффективная нефтенасыщенная (H_o , м) толщины пласта; коэффициенты пористости (m_r , д.ед.), нефтенасыщенности (K_n , д.ед.), проницаемости ($K_{прон}$, 10^{-3} мкм²), песчанистости (K_n , д.ед.), расчлененности (K_p);
- параметры, характеризующие физико-химические свойства пластовых флюидов: плотность (ρ_n , кг/м³), вязкость (μ_n , мПа·с), относительная вязкость (μ_o) пластовой нефти, объемный коэффициент (β , д.ед.), газосодержание (G , м³/т) и давление насыщения ($P_{нас}$, МПа) нефти, содержание сероводорода (S , %) и парафина (P , %) в нефти, вязкость пластовой воды (μ_w , мПа·с).

Интервалы изменения значений вышеприведенных параметров представлены в табл. 1

Результаты

Для снижения размерности пространства при идентификации объектов на первом этапе был использован метод главных компонент. На рис. 1 представлено распределение объектов в осях первых двух главных компонент, которые включают в себя около 50 % общей дисперсии параметров.

Распределение объектов на рис. 1 позволяет говорить об определенной идентичности объектов в пределах стратиграфических элементов. Так, например, залежи ачимовской толщи сосредоточились в зоне 6, залежи готеривского и аптского ярусов в зонах 4 и 2, соответственно. В то же время объекты, приуроченные к валанжинскому и баремскому ярусам, сосредоточились в двух зонах каждый, соответственно в 5 и 8 и в 3 и 7, что объясняется приуроченностью этих групп к различным тектоническим элементам. Ещё большее различие имеют объекты альбского возраста, приуроченные к Красноленинскому своду и Большехетской впадине (зоны 1 и 9). Необходимо отметить, что залежи аптского возраста близки по рассматриваемым параметрам к отдельным залежам баремского яруса, однако интервалы изменения

Таблица 1. Интервалы изменения значений геолого-физических параметров объектов исследования

Table 1. Intervals of changing the values of geology and physical parameters of the research targets

Параметр, ед.изм. Parameters, units	$H_{зал}$, м	$H_{общ}$, м	H_z , м	m , д.ед.	K_n , д.ед.	$K_{прон}$, 10^{-3} МКМ ²	$K_{пл}$, д.ед.	K_p	$t_{пл}$, °С	$P_{пл}$, МПа
Интервал изменения значений Value change interval	1432–3343	2,0–99,2	0,5–18,0	0,12–0,26	0,30–0,68	1–639	0,05–1,00	1–24	53,6–102,0	14,6–33,6
Параметр, ед.изм. Parameters, units	μ_n , МПа·с	ρ_n , кг/м ³	β , д.ед.	S , %	P , %	$P_{нас}$, МПа	G , м ³ /т	μ_b , МПа·с	μ_o	
Интервал изменения значений Value change interval	0,34–5,75	600–920	1,05–1,59	0,07–1,59	0,58–5,95	4,7–24,0	25–280	0,29–0,69	1,00–14,74	

последних гораздо шире, что важно учитывать при идентификации объектов.

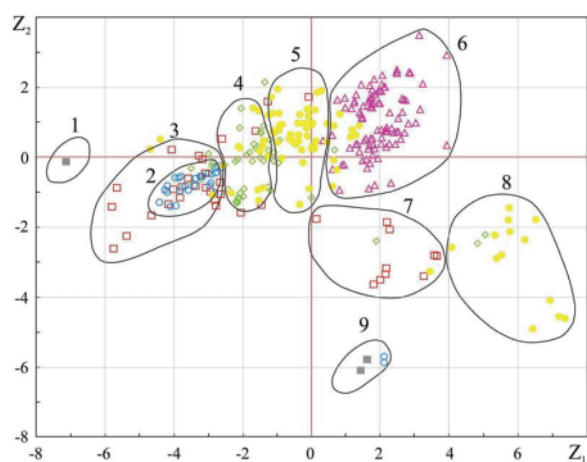


Рис. 1. Распределение объектов исследования в осях главных компонент Z_1 – Z_2 : Стратиграфическая приуроченность объектов к: ■ – а1; ○ – а; □ – br; ◇ – g; ● – v; ▲ – А4; ☉ – зона сосредоточения объектов по стратиграфическим элементам

Fig. 1. Distribution of research targets in the main component Z_1 – Z_2 axes: Target's stratigraphic confinement to: ■ – а1; ○ – а; □ – br; ◇ – g; ● – v; ▲ – А4; ☉ – targets concentration zone by the stratigraphic elements

С другой стороны имеют место и исключения, когда отдельные объекты определенного стратиграфического возраста ближе по рассматриваемым характеристикам к объектам другого возраста. Причиной этого является фактор тектоники, нахождение объекта в зоне, близкой к разделу тектонических элементов, законы распределения параметров объектов одноименного возраста. Все эти моменты необходимо учитывать при выделении групп однородных объектов.

Анализ проекций переменных на факторную плоскость главных компонент, представленных на рис. 2, показал, что первая компонента отражает в комплексе условия залегания (вклад $H_{зал}$ и $P_{пл}$ – 21 %), вязкостные свойства пластовых флюидов (вклад μ_n , μ_b , μ_o – 22,2 %), емкостно-фильтрационные свойства пород-коллекторов (вклад m , $K_{прон}$ – 14, 5 %). Вторая в большей мере характеризует температурные условия залегания (вклад $t_{пл}$ – 17,4 %) и свойства и состав пластовой нефти (вклад β , $P_{нас}$, G , S – 44 %).

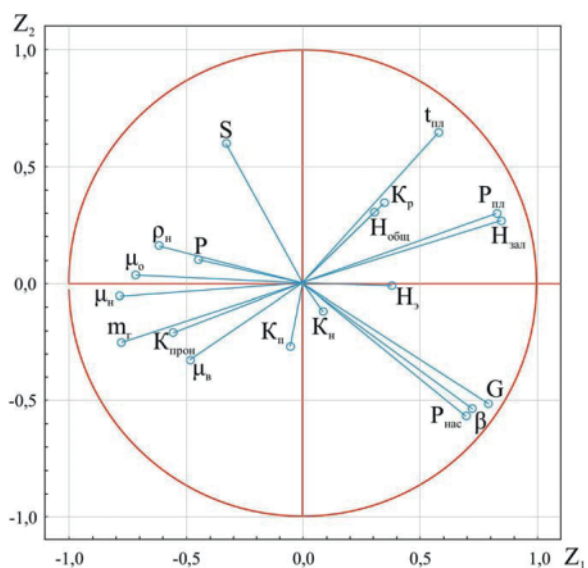


Рис. 2. Проекция переменных на факторную плоскость главных компонент

Fig. 2. Variables projection to the main component factor plane

В пределах рассматриваемых объектов, как видно из рис. 3, имеют место значимые связи между рассматриваемыми параметрами.

С увеличением глубины залегания пластов закономерно растет пластовое давление и температура. Наряду с этим происходит снижение пористости и проницаемости пород-коллекторов, уменьшение вязкости и плотности и увеличение газосодержания пластовой нефти. Залежи с большими значениями общих толщин пласта характеризуются и большими значениями пористости и проницаемости продуктивных пластов. Наблюдается региональная, достаточно тесная связь пористости и проницаемости нефтенасыщенных пород рассматриваемых объектов.

Приведенные результаты показывают, что поиск идентичных объектов должен проводиться, в первую очередь, на уровне единого стратиграфического элемента. С изменением глубины залегания меняется стратиграфия, геолого-физические свойства пластов и флюидов, условия залегания и вероятность встречи объектов-аналогов искомому существенно снижается.

На втором этапе было выделено около 30 групп объектов по тектонико-стратиграфическому прин-

ципу и проведен дискриминантный анализ, который показал, что около 75 % объектов разделены верно, однако четверть объектов попали в другие группы.

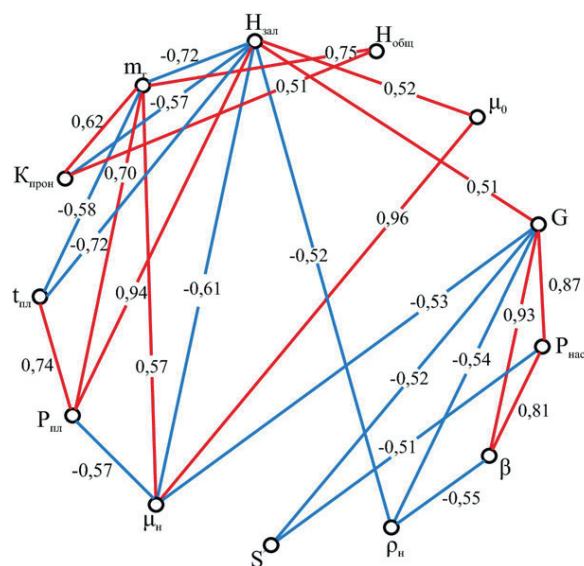


Рис. 3. График значимых связей между геолого-физическими параметрами пластов нижнего мела. Шифр прямых – парный коэффициент корреляции

Fig. 3. Graph of significant relationships between the geological-physical parameters of the Lower Cretaceous. The straight lines cipher is paired correlation coefficient

На третьем этапе был проведен анализ законов распределения значений дискриминантных функций в пределах групп и между группами, а также анализ объектов, неверно классифицированных.

Было выделено 11 групп объектов с максимальной степенью идентификации, вновь проведен дискриминантный анализ с определением центров группирования (табл. 2) в осях первых двух канонических дискриминантных функций (КДФ), поскольку они включают в себя 74,3 % общей дисперсии параметров.

Количество верно сгруппированных объектов составило 85,3 %, что при решении задач идентификации является довольно высоким показателем.

Уравнения КДФ имеют следующий вид:

$$y_1 = 10,05 - 0,001H_{\text{зал}} - 0,025H_{\text{общ}} + 0,097H_{\text{а}} - 18,71m_{\text{г}} + 0,377K_{\text{н}} + 0,001K_{\text{прон}} + 0,436K_{\text{п}} + 0,033K_{\text{р}} - 0,820t_{\text{пл}} + 0,441P_{\text{пл}} + 0,670\mu_{\text{н}} + 6,972\rho_{\text{н}} + 0,725\beta - 1,371S + 0,219P + 0,298D_{\text{нас}} + 0,042G - 3,781\mu_{\text{в}} - 0,277\mu_{\text{о}}; \quad (1)$$

$$y_2 = -4,28 - 0,005H_{\text{зал}} + 0,002H_{\text{общ}} + 0,001H_{\text{а}} - 20,62m_{\text{г}} + 3,891K_{\text{н}} + 0,004K_{\text{прон}} + 1,090K_{\text{п}} - 0,039K_{\text{р}} + 0,001t_{\text{пл}} - 0,191P_{\text{пл}} + 0,246\mu_{\text{н}} + 13,19\rho_{\text{н}} + 1,989\beta + 0,191S + 0,558P + 0,250D_{\text{нас}} + 0,017G + 9,432\mu_{\text{в}} - 0,050\mu_{\text{о}}. \quad (2)$$

Полученные таким образом идентифицированные группы, уравнения КДФ и определенные центроиды позволяют:

- задавать направление повышения эффективности разработки залежей каждой группы через использование передовых и наиболее результативных технологий разработки объектов, входящих в данную группу;
- использовать эффективные технологии, примененные на месторождениях, не входящих в искомую выборку. При этом достаточно идентифицировать этот объект с выделенными группами путем определения значений КДФ по уравнениям (1), (2) и последующего определения ближайшего центроида в евклидовом пространстве этих дискриминантных функций;
- проводить поиск не только объектов-аналогов, но и групп объектов-аналогов для залежей, находящихся в стадии составления первых проектных документов и ввода в разработку.

Однако самым важным моментом проведенной идентификации является получение возможности обоснования выбора как метода для месторождения, так и месторождения для метода.

Для определения относительной степени идентичности групп выделенных объектов между собой и проверки достоверности полученных результатов на четвертом этапе был проведен кластерный анализ. Результаты анализа, представленные на рис. 4, позволяют определять степень сходства и различия уже выделенных идентифицированных групп и использовать информацию близлежащих групп для решения тех или иных вопросов при управлении разработкой объектов.

Высокие средние значения процента количества объектов групп, вошедших в кластер, от общего количества объектов, вошедших в кластер (77 %), и количества объектов групп, вошедших в кластер, от общего количества объектов в группах (79 %) говорит о высокой степени достоверности проведенной идентификации.

Выводы

Проведенное исследование позволило:

- дифференцировать и идентифицировать более 300 объектов нижнемеловой системы Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции с выде-

Таблица 2. Значения канонических дискриминантных функций в центроидах групп

Table 2. Canonical discriminant functions values in group centroids

КДФ CDF	Группа/Group										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
y_1	-5,72	0,65	3,62	-1,52	-3,23	-1,20	-3,12	9,40	11,36	7,42	8,96
y_2	6,34	-2,25	-1,62	-0,49	3,74	0,32	1,95	-4,55	1,21	0,45	5,28

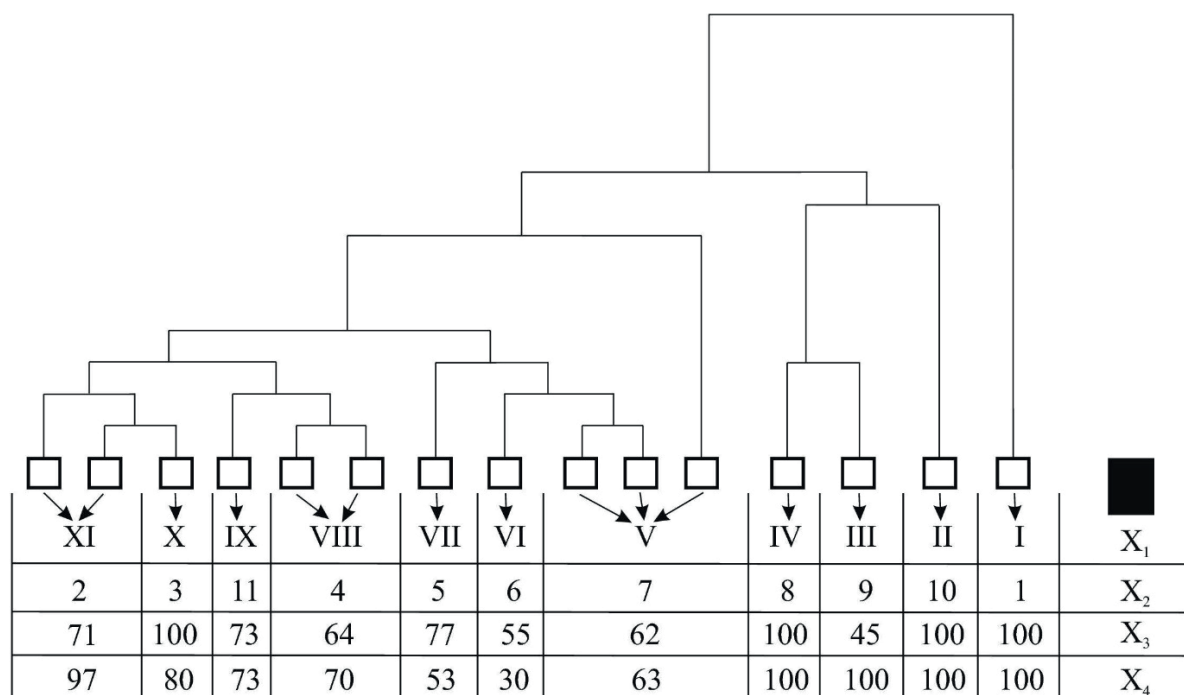


Рис. 4. Схема дендрограммы с использованием метода межгрупповых связей: X_1 – номер кластера; X_2 – наиболее представительная группа объектов в кластере; X_3 – процент количества объектов группы, вошедших в кластер от общего количества объектов, вошедших в кластер; X_4 – процент количества объектов группы, вошедших в кластер от общего количества объектов в группе

Fig. 4. Chart dendrogram with the group relationship method: X_1 is the cluster number; X_2 is the most representative group of targets in the cluster; X_3 is the percentage of objects that are in the cluster out of the total number of objects in the cluster; X_4 is the percentage of objects that are in the cluster out of the total number of objects in the group

лением одиннадцати групп объектов по параметрам, оказывающим преобладающее влияние на степень выработки запасов нефти;

- выделить особенности групп объектов и предложить аппарат и несколько направлений по-

иска идентичных объектов и групп для обоснования трендов повышения эффективности разработки как зрелых месторождений и выходящих из разведки, так и не участвовавших в процессе идентификации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности. – Казань: ФЭН, 2005. – 688 с.
2. Economides J.M., Nolte K.I. Reservoir stimulation. – West Sussex, England: John Wiley and Sons, 2000. – 856 p.
3. Sun S.Q., Wan J.C. Geological analogs usage rates high in global survey // Oil & Gas Journal. – 2002. – V. 100. – № 46. – P. 49–50.
4. Муслимов Р.Х. Методы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 3. – С. 30–35.
5. Beliveau D. Waterflooding Viscous Oil Reservoirs // SPE Indian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition. – Mumbai, India, 2008. – 13 p. DOI: 10.2118/113132-MS.
6. Якупов Р.Ф., Мухаметшин В.Ш. Вопросы эффективности разработки низкопродуктивных карбонатных коллекторов на примере турнейского яруса Туймазинского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 106–110.
7. Дмитриевский А.Н. Ресурсно-инновационная стратегия развития экономики России // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 5. – С. 6–7.
8. Шмаль Г.И. Нефтегазовый комплекс в условиях геополитических и экономических вызовов: проблемы и пути решения // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 5. – С. 8–11.
9. Шпуров И.В., Захаренко В.А., Фурсов А.Я. Дифференцированный анализ степени вовлечения и выработанности запасов юрских залежей в пределах Западно-Сибирской НГП // Недропользование XXI век. – 2015. – № 1 (51). – С. 12–19.
10. Заикин И.П., Кемпф К.В., Набока Р.Р. Перспективы освоения месторождений арктического шельфа РФ // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 11. – С. 81–83.
11. The Usage of Principles of System Geological-Technological Forecasting in the Justification of the Recovery Methods / V.V. Mukhametshin, V.E. Andreev, G.S. Dubinsky, Sh.Kh. Sultanov, R.T. Akhmetov // SOCAR Proceedings. – 2016. – № 3. – P. 46–51. DOI: 10.5510/OGP20160300288.
12. Выбор объектов и перспективных участков для применения циклического заводнения / М.В. Чертенков, А.И. Чуйко, А.Р. Аубакиров, П.В. Пятибратов // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 8. – С. 60–64.
13. Федоров К.М., Тимчук А.С. Анализ эффективности систем разработки нефтяных залежей в юрских отложениях на примере Ершового и Хохряковского месторождений // Известия ВУЗов. Нефть и газ. – 2006. – № 3. – С. 11–17.

14. Prospects of Application of Multi-Functional Well Killing Fluids in Carbonate Reservoirs / Yu.V. Zeigman, V.Sh. Mukhametshin, A.R. Khafizov, S.B. Kharina // SOCAR Proceedings. – 2016. – № 3. – P. 33–39. DOI: 10.5510/OGP20160300286.
15. Ограничение водопитока в горизонтальных скважинах на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти / Р.Р. Кадыров, Р.Х. Низаев, А.Ф. Яртиева, В.В. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 5. – С. 44–47. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-5-44-47.
16. Andreev A.V., Mukhametshin V.Sh., Kotenev Yu.A. Deposit Productivity Forecast in Carbonate Reservoirs with Hard to Recover Reserves // SOCAR Proceedings. – 2016. – № 3. – P. 40–45. DOI: 10.5510/OGP20160300287.
17. Токарев М.А. Комплексный геолого-промысловый контроль за текущей нефтеотдачей при вытеснении нефти водой. – М.: Недра, 1990. – 267 с.
18. Метод экспресс-оценки технологических показателей новых проектов / В.В. Плынин, С.С. Уразов, А.А. Кожемякин, Е.А. Трахачева // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 9. – С. 102–105.
19. Hodgins J.E., Harrell D.R. The Selection, Application, and Misapplication of Reservoir Analogs for the Estimation of Petroleum Reserves // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – San Antonio, Texas, USA, 2006. – 15 p. DOI: 10.2118/102505-MS.
20. Norwegian Petroleum Directorate. Ch. 4: Recovery of oil // The petroleum resources on the Norwegian continental shelf / Translated by R. Binns. – Stavanger, Norway: Norwegian Petroleum Directorate, 2005. – P. 30–37.
21. Some Testing Results of Productive Strata Wettability Index Forecasting Technique / R.T. Akhmetov, V.V. Mukhametshin, A.V. Andreev, Sh.Kh. Sultanov // SOCAR Proceedings. – 2017. – № 4. – P. 83–87. DOI: 10.5510/OGP20170400334.
22. Мухаметшин В.В. О необходимости и создании единого комплексного метода геолого-промыслового анализа и обобщения эффективности воздействия на призабойную зону пласта // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 4. – С. 80–84. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-4-80-84.
23. Back M.J., Guercio C. Portfolio Management for Strategic Planning and Operational Optimization // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Florence, Italy, 2010. – 6 p. DOI: 10.2118/134339-MS.
24. Количественные методы использования аналогов в задачах разведки и разработки месторождений / С.И. Кудряшов, Е.Ю. Белкина, М.М. Хасанов, В.А. Павлов, П.А. Тарасов // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 4. – С. 43–47.
25. Методический подход к классификации месторождений и поиску месторождений-аналогов / И.О. Орлова, Е.И. Захарченко, Н.К. Скиба, Ю.И. Захарченко // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 12. – С. 16–18.
26. Белонин М.Д., Голубева В.А., Скублов Г.Т. Факторный анализ в геологии. – М.: Недра, 1982. – 269 с.
27. Мухаметшин В.В. Устранение неопределенностей при решении задач воздействия на призабойную зону скважин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – № 7. – С. 40–50.
28. Behrenbruch P. Waterflood Residual Oil Saturation – The Buffalo Field, Timor Sea // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. – Brisbane, Australia, 2000. – 15 p. DOI: 10.2118/64282-MS.
29. Zoveidavianpoor M., Samsuri A., Shadizadeh S.R. Development of a Fuzzy System Model for Candidate-well Selection for Hydraulic Fracturing in a Carbonate Reservoir // SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition. – Mumbai, India, 2012. – 25 p. DOI: 10.2118/153200-MS.
30. Особенности выбора составов жидкостей глушения скважин в осложненных условиях эксплуатации скважин / Ю.В. Зейгман, В.Ш. Мухаметшин, А.Р. Хафизов, С.Б. Харина, Е.М. Абуталипова, А.Н. Авренюк // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 1. – С. 66–69.
31. Геологическое и гидротермодинамическое моделирование месторождений нефти и газа / Р.М. Тер-Саркисов, В.М. Максимов, К.С. Басниев, А.Н. Дмитриевский, Л.М. Сургучев. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. – 452 с.

Поступила 16.03.2018 г.

Информация об авторах

Мухаметшин В.В., кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений Уфимского государственного нефтяного технического университета.

UDC 622.276.1/4:55(470.53)

RATIONALE FOR TRENDS IN INCREASING OIL RESERVES DEPLETION IN WESTERN SIBERIA CRETACEOUS DEPOSITS BASED ON TARGETS IDENTIFICATION

Vyacheslav V. Mukhametshin,

vv@of.ugntu.ru

Ufa State Petroleum Technological University,
1, Kosmonavtov Street, Ufa, 450062, Russia.

Relevance. In the conditions of the need to maintain the achieved levels of oil production in the country, with the structure of reserves shifted towards the hard-to-recover, the primary task of today is to find and justify the use of advanced high-efficiency technologies at sites characterized by high residual reserves in order to increase the rate and degree of their production.

The aim of the research is the rationale for trends in efficient development of deposits in Western Siberia Lower Cretaceous based on targets identification.

Methods. A geological survey material was used in more than 300 research targets. The author has carried out identification basing on nineteen parameters of the mode of occurrence, reservoirs geological, physical and chemical properties and saturating them fluids with the use of image recognition techniques – the principal components method, discriminant and cluster analysis.

Results. Several sequential steps have been taken to identify the targets, which enabled eleven groups of targets to be singled out and to obtain a diagnosis means to identify the deposits with a high degree of confidence.

Conclusions. The study made it possible to: differentiate and identify targets in connection with the Western Siberian oil province Lower Cretaceous system, with eleven groups of targets in the parameters that have a predominant influence on the oil reserves development degree; highlight the targets groups specifics, suggest algorithms, and find multiple ways to search for identical targets and groups to justify trends in development of both mature and going out-of-exploration and non-participating in the identification process deposits.

Key words:

Identification, reserve depletion, oil deposit, development intensification.

REFERENCES

- Muslimov R.Kh. *Sovremennyye metody povysheniya nefteizvlecheniya: proektirovanie, optimizatsiya i otsenka effektivnosti* [Modern methods of oil recovery increasing: design, optimization and performance evaluation]. Kazan, FEN Publ., 2005. 688 p.
- Economides J.M., Nolte K.I. *Reservoir stimulation*. West Sussex, England, John Wiley and Sons, 2002. 856 p.
- Sun S.Q., Wan J.C. Geological analogs usage rates high in global survey. *Oil & Gas Journal*, 2002, vol. 100, no. 46, pp. 49–50.
- Muslimov R.Kh. Methods of increasing oil fields development efficiency at a late stage. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2008, no. 3, pp. 30–35. In Rus.
- Beliveau D. Waterflooding Viscous Oil Reservoirs. *SPE Indian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition*. Mumbai, India, 2008. 13 p. DOI: 10.2118/113132-MS.
- Yakupov R.F., Mukhametshin V.Sh. Issues of efficiency of exploring low-productivity carbonate reservoir on the example of Tournaisian stage of Tuymazinskoye field. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2013, no. 12, pp. 106–110. In Rus.
- Dmitrievsky A.N. Resource-innovative strategy for development of the Russian economy. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2017, no. 5, pp. 6–7. In Rus.
- Shmal G.I. Oil and gas complex in response to geopolitical and economic challenges: problems and solutions. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2017, no. 5, pp. 8–11. In Rus.
- Shpurov I.V., Zakharenko V.A., Fursov A.Ya. Differentiated analysis of involvement degree and depletion of stocks of Jurassic deposits in the Western Siberian oil-and-gas province. *Nedropolzovanie XXI vek*, 2015, no. 1 (51), pp. 12–19. In Rus.
- Zaikin I.P., Kempf K.V., Naboka R.R. Prospects of developing the fields of Russian arctic shelf. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2015, no. 11, pp. 81–83. In Rus.
- Mukhametshin V.V., Andreev V.E., Dubinsky G.S., Sultanov Sh.Kh., Akhmetov R.T. The Usage of Principles of System Geological-Technological Forecasting in the Justification of the Recovery Methods. *SOCAR Proceedings*, 2016, no. 3, pp. 46–51. DOI: 10.5510/OGP20160300288.
- Chertenkov M.V., Chuiko A.I., Aubakirov A.R., Pyatibratov P.V. Zones and regions selecting for cyclic waterflooding. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2015, no. 8, pp. 60–64. In Rus.
- Fedorov K.M., Timchuk A.S. Analiz effektivnosti sistem razrabotki neftyanykh zalezhey v yurskikh otlozheniyakh na primere Ershovogo i Khokhryakovskogo mestorozhdeniy [Analysis of effectiveness of oil deposits development systems in Jurassic sediments in Ershovo and Hohrjakov oil fields]. *Izvestiya VUZov. Neft i gaz*, 2006, no. 3, pp. 11–17.
- Zeigman Yu.V., Mukhametshin V.Sh., Khafizov A.R., Kharina S.B. Prospects of Application of Multi-Functional Well Killing Fluids in Carbonate Reservoirs. *SOCAR Proceedings*, 2016, no. 3, pp. 33–39. DOI: 10.5510/OGP20160300286.
- Kadyrov R.R., Nizaev R.Kh., Yartiev A.F., Mukhametshin V.V. Novel water shut-off technique for horizontal wells at fields with hard-to-recover oil reserves. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2017, no. 5, pp. 44–47. In Rus. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-5-44-47.
- Andreev A.V., Mukhametshin V.Sh., Kotenev Yu.A. Deposit Productivity Forecast in Carbonate Reservoirs with Hard to Recover Reserves. *SOCAR Proceedings*, 2016, no. 3, pp. 40–45. DOI: 10.5510/OGP20160300287.
- Tokarev M.A. *Kompleksnyy geologo-promyslovyy kontrol za tekushchey nefteotdachey pri vytesnenii nefi vodoy* [Integrated geological production control of current oil recovery in case of oil displacement by water]. Moscow, Nedra Publ., 1990. 267 p.
- Plynin V.V., Urazov S.S., Kozhemyakin A.A., Trakhacheva E.A. Method of express-evaluation of technological parameters of new projects. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2015, no. 9, pp. 102–105. In Rus.
- Hodgin J.E., Harrell D.R. The Selection, Application, and Misapplication of Reservoir Analogs for the Estimation of Petroleum Reserves. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. San Antonio, Texas, USA, 2006. 15 p. DOI: 10.2118/102505-MS.
- Norwegian Petroleum Directorate. *Ch. 4: Recovery of oil. In: The petroleum resources on the Norwegian continental shelf*. Translated by R. Binns. Stavanger, Norway, Norwegian Petroleum Directorate, 2005. pp. 30–37.

21. Akhmetov R.T., Mukhametshin V.V., Andreev A.V., Sultanov Sh.Kh. Some Testing Results of Productive Strata Wettability Index Forecasting Technique. *SOCAR Proceedings*, 2017, no. 4, pp. 83–87. DOI: 10.5510/OGP20170400334.
22. Mukhametshin V.V. The need for creation of a unified comprehensive method of geological and field analysis and integration of data on effective influence on the bottom-hole formation zone. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2017, no. 4, pp. 80–84. In Rus. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-4-80-84.
23. Back M.J., Guercio C. Portfolio Management for Strategic Planning and Operational Optimization. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Florence, Italy, 2010. 6 p. DOI: 10.2118/134339-MS.
24. Kudryashov S.I., Belkina E.Yu., Khasanov M.M., Pavlov V.A., Tarasov P.A. Quantitative approach of using the analogs in exploration and field development. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2015, no. 4, pp. 43–47. In Rus.
25. Orlova I.O., Zakharchenko E.I., Skiba N.K., Zakharchenko Yu.I. Metodicheskiy podkhod k klassifikatsii mestorozhdeniy i poisku mestorozhdeniy-analogov [Methodical approach to fields classification and fields-analogues prospecting]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2014, no. 12, pp. 16–18.
26. Belonin M.D., Golubeva V.A., Skublov G.T. *Faktorniy analiz v geologii* [Factor analysis in geology]. Moscow, Nedra Publ., 1982. 269 p.
27. Mukhametshin V.V. Eliminating uncertainties in solving bottom hole zone stimulation tasks. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2017, vol. 328, no. 7, pp. 40–50. In Rus.
28. Behrenbruch P. Waterflood Residual Oil Saturation – The Buffalo Field, Timor Sea. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. Brisbane, Australia, 2000. 15 p. DOI: 10.2118/64282-MS.
29. Zoveidavianpoor M., Samsuri A., Shadizadeh S.R. Development of a Fuzzy System Model for Candidate-well Selection for Hydraulic Fracturing in a Carbonate Reservoir. *SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition*. Mumbai, India, 2012. 25 p. DOI: 10.2118/153200-MS.
30. Zeigman Yu.V., Mukhametshin V.Sh., Khafizov A.R., Kharina S.B., Abutalipova E.M., Avrenyuk A.N. Peculiarities of selecting well-killing fluids composition for difficult conditions. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2017, no. 1, pp. 66–69. In Rus.
31. Ter-Sarkisov R.M., Maksimov V.M., Basniev K.S., Dmitrievskiy A.N., Surguchev L.M. *Geologicheskoe i gidrotermodynamicheskoe modelirovanie mestorozhdeniy nefi i gaza* [Geological and hydrothermodynamical modelling of oil and gas fields]. Moscow; Izhevsk, Institut kompyuternykh issledovaniy Publ., 2012. 452 p.

Received: 16 March 2018.

Information about the authors

Vyacheslav V. Mukhametshin, Cand. Sc., associate professor, Ufa State Petroleum Technological University.