



ПОИСК И ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ИННОВАЦИОННЫХ МЕТОДОВ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ

Л.С. Кулешова, В.Ш. Мухаметшин*

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Research and justification of innovative techniques employment for hydrocarbons production in difficult conditions

L.S. Kuleshova, V.Sh. Mukhametshin*

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

ABSTRACT

For the difficult conditions of development of various groups of facilities in the carbonate reservoirs of the eastern part of the Volga-Ural oil and gas province, models have been created that allow the search and justification of the use of innovative techniques of hydrocarbon production. Algorithms for forecasting the final oil recovery factor under conditions of heterogeneous information and various kinds of uncertainties are proposed. The use of the algorithm of the method of group arguments accounting for the construction of geological and statistical models is substantiated. The physical interpretation of the obtained models of the oil recovery process is given. The need for a differentiated approach in solving various problems of managing the development of various groups of objects in carbonate reservoirs is shown.

KEYWORDS

Oil recovery factor;
Stepwise regression analysis;
Group accounting of arguments method.

© 2022 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

Низкая эффективность разработки с использованием традиционных технологий залежей нефти в осложненных условиях: высокой вязкости нефти, низкой проницаемости, высокой обводненности добываемой продукции и т.д., требует поиска и обоснования инновационных методов добычи углеводородов [1–10].

Одним из инструментов этого поиска является изучение опыта эксплуатации таких объектов, находящихся длительное время в разработке, с получением различного рода моделей, которые используются в качестве научно-методической основы при обосновании использования тех или иных технологий [11–16].

Важнейшим показателем эффективности разработки любого объекта нефтяной отрасли является степень извлечения углеводородов при эксплуатации залежей до предела экономической рентабельности [17–21]. При этом важно знать, какие природные и технологические факторы оказывают влияние на конечный коэффициент извлечения нефти ($K_{ИН_{кон}}$) с целью регулирования воздействием на эти факторы для снижения их негативного влияния на процесс нефтеизвлечения [22–30].

Значительное количество работ в этом направлении проведено по залежам, характеризующимся относительно высокими значениями фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и благоприятными геологическими усло-

виями разработки [31–34].

В отношении залежей с трудноизвлекаемыми запасами такие работы проводятся намного реже, что объясняется сложностью решения задач из-за низкой степени, длительного срока и неравномерности их разбуривания, совместной добычей нефти скважинами из различных горизонтов, низкой степени их изученности, наличия посторонних «шумов» при проведении исследований и др. [35–38].

Однако значительные запасы нефти в коллекторах с трудноизвлекаемыми запасами [39–41] и необходимость их активного вовлечения в разработку с обязательным использованием инновационных технологий с целью снижения себестоимости добываемой продукции требуют создания научно-методической базы процесса нефтеизвлечения.

Основными моментами при этом являются:

- выделение относительно однородных групп объектов, находящихся длительное время в разработке;
- прогноз конечного коэффициента извлечения нефти в условиях неоднородной информации и различного рода неопределенностей;
- оценка показателей геологической неоднородности объектов исследования с использованием скважин различного назначения, в том числе и транзитных;
- выбор и обоснование алгоритмов геолого-статистического моделирования;
- построение моделей с использованием всего комплекса информации о залежах;
- физическая интерпретация полученных результатов.

*E-mail: vsh@of.ugntu.ru

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP2022SI100647>

Методы и материалы

Одними из таких объектов являются низкопродуктивные залежи в карбонатных коллекторах нижнего карбона и верхнего девона восточного региона Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Объекты, находящиеся длительное время в разработке, были дифференцированы [42, 43] в 8 групп, в пределах которых объекты близки по особенностям геологического строения (табл. 1).

По каждому объекту группы определялись значения конечного коэффициента извлечения нефти по формуле:

$$КИН_{кон} = \frac{n' \left(\sum_{i=1}^k Q_{извл.i}^I + \sum_{k} Q_{извл.i}^{II} + \sum_{l} Q_{извл.i}^{III} + \sum_{m} Q_{извл.i}^{IV} \right)}{Q_{бал}} \cdot 100 \quad (1)$$

где $Q_{извл.i}^I$ – фактические извлекаемые запасы i -й скважины при эксплуатации ее до предела экономической рентабельности ($Q_{н}^{min} = 72$ т/год); $Q_{извл.i}^{II}$ – извлекаемые запасы i -й скважины, определяемые путем экстраполяции фактических данных в координатах $Q_{н} - \ln t$ и $\ln Q_{н} - t$ (в зависимости от принадлежности к какой-либо группе), при наличии данных по добыче нефти за первые 5-7 лет и более; $Q_{извл.i}^{III}$ – извлекаемые запасы i -й скважины, определяемые по эмпирическим уравнениям, представленным в таблице 2, при отсутствии данных по добыче нефти за первые 5-7 лет и при наличии значений коэффициента продуктивности ($K_{прод}$), определенного в момент стабилизации дебита после пуска скважины в эксплуатацию; $Q_{извл.i}^{IV}$ – извлекаемые запасы i -й скважины, определяемые по эмпирическим зависимостям, представленным в табл. 2, при отсутствии данных по добыче нефти за первые 5-7 лет и отсутствии значений начальной продуктивности; $Q_{бал}$ – балансовые запасы объекта разработки; n' – общее количество скважин, пребывающих в эксплуатации на момент проведения расчетов; n – количество скважин, по которым производилось определение извлекаемых запасов; k – количество скважин, по которым определялась величина $Q_{извл.i}^I$; $l - k$ – количество скважин, по которым определялась величина $Q_{извл.i}^{II}$; $m - l$ – количество скважин, по которым определялась величина $Q_{извл.i}^{III}$; $n - m$ – количество скважин, по которым определялась величина $Q_{извл.i}^{IV}$.

Эмпирические зависимости для определения $t_{общ}$ представлены в таблице 3.

Анализ показал, что $КИН_{кон}$ объектов изменяется в довольно широких пределах (от 0.2 до 39 %). Этот факт объясняется влиянием как природных факторов, так и разницей в технологии разработки залежей, а именно, разницей в плотности сетки скважин. При существующей на момент анализа технологии разработки (при

естественных режимах работы пластов) конечный коэффициент извлечения нефти в среднем по всем объектам составит около 10%, что говорит о необходимости изыскания путей и способов ее повышения.

Исходя из всей, имеющейся на момент проведения анализа информации о залежах, полученной на основании геофизических, лабораторных и гидродинамических исследований, изучалось влияние на $КИН_{кон}$ следующих параметров: средних значений эффективной нефтенасыщенной толщины в пределах объекта H , и в зоне разбуривания H_p , среднеквадратичного отклонения σ_{H_3} , коэффициента вариации W_{H_3} , энтропии \mathcal{E}_{H_3} , относительной энтропии $\bar{\mathcal{E}}_{H_3}$, параметра неоднородности P_m эффективной нефтенасыщенной толщины; среднего значения H_n , среднеквадратичного отклонения σ_{H_n} , коэффициента вариации W_{H_n} , энтропии \mathcal{E}_{H_n} , относительной энтропии $\bar{\mathcal{E}}_{H_n}$, параметра неоднородности P_{H_n} толщины нефтенасыщенных пропластков; средних значений коэффициентов проницаемости $K_{прон}$, нефтенасыщенности K_n , пористости по данным лабораторных m , и геофизических t , исследований, среднеквадратичного отклонения σ_m , относительной энтропии $\bar{\mathcal{E}}_m$, параметра неоднородности P_m пористости по данным геофизических исследований; коэффициента расчлененности K_p , доли пород-коллекторов в общей толщине пласта K_n , комплексного показателя неоднородности $K_{неод}$; вязкости $\mu_{нл}$ относительной вязкости $\mu_{ор}$ плотности ρ_n пластовой нефти, пластового газового фактора G , давления насыщения нефти газом $P_{нас}$; начального пластового давления $P_{пл}$, температуры $t_{пл}$, глубины залегания пласта $H_{зал}$; плотности сетки добывающих скважин S . Моделирование проводилось с использованием шагового регрессионного анализа (ШРА), регрессии по главным компонентам (РГК) и метода группового учета аргументов (МГУА).

Результаты и обсуждение

Относительные погрешности полученных моделей имеют наименьшие значения с использованием МГУА (табл. 4), что позволяет предложить их для решения поставленных задач.

Полученные модели зависимости $КИН_{кон}$ от геологических параметров имеют следующий вид:

$$КИН_{кон} = 18.3 \frac{P_m^{0.5} P_{H_3}^{0.5} \mathcal{E}_{H_3}^{0.5}}{S} - 169 \frac{P_{H_3}^{0.5}}{S} + 0.49 \frac{S}{P_m^{0.5} P_{H_3}^{0.5}} - 10.9 \frac{P_m^{0.5} P_{H_3}}{H_3^{0.5} S} \quad (2)$$

(для объектов первой группы);

Приуроченность выделенных групп объектов исследования

Таблица 1

Группа	Тектоническая приуроченность	Стратиграфическая приуроченность
1, 2	Бирская седловина	Кизеловский горизонт турнейского яруса
3	Альметьевская и Белебеевско-Шкаповская вершины Татарского свода и Бирская седловина	Кизеловский горизонт турнейского яруса
4	Белебеевско-Шкаповская вершина	Кизеловский и заволжский горизонты турнейского яруса
5	Юго-восточный склон Русской платформы	Черепетский горизонт турнейского яруса
6	Юго-восточный склон Русской платформы	Кизеловский горизонт турнейского яруса
7	Белебеевско-Шкаповская вершина	Верхнефаменский ярус
8	Юго-восточный склон Русской платформы	Фаменский ярус

Таблица 2

Эмпирические уравнения для расчета, $Q_{и3\lambda,i}^{III}$, $Q_{и3\lambda,i}^{IV}$

Группа объектов	Уравнения для расчета	
	$Q_{и3\lambda,i}^{III}$	$Q_{и3\lambda,i}^{IV}$
1, 2	$Q_{и3\lambda}^{III} = K_{нр\text{од}} \sum_{t=1}^{t_{\text{общ}}} (701 - 224 \ln t_i)$	$Q_{и3\lambda}^{IV} = Q_{и}^{IV} \sum_{t=1}^{t_{\text{общ}}} (1 - 0.32 \ln t_i)$
3	$Q_{и3\lambda}^{III} = K_{нр\text{од}} \sum_{t=1}^{t_{\text{общ}}} (971 - 294 \ln t_i)$	$Q_{и3\lambda}^{IV} = Q_{и}^{IV} \sum_{t=1}^{t_{\text{общ}}} (1 - 0.31 \ln t_i)$
4	$Q_{и3\lambda}^{III} = K_{нр\text{од}} \sum_{t=1}^{t_{\text{общ}}} (843 - 256 \ln t_i)$	$Q_{и3\lambda}^{IV} = Q_{и}^{IV} \sum_{t=1}^{t_{\text{общ}}} (1 - 0.32 \ln t_i)$
5	$Q_{и3\lambda}^{III} = K_{нр\text{од}} \sum_{t=1}^{t_{\text{общ}}} (1033 - 318 \ln t_i)$	$Q_{и3\lambda}^{IV} = Q_{и}^{IV} \sum_{t=1}^{t_{\text{общ}}} (1 - 0.31 \ln t_i)$
6	$Q_{и3\lambda}^{III} = K_{нр\text{од}} \sum_{t=1}^{t_{\text{общ}}} (879 - 277 \ln t_i)$	$Q_{и3\lambda}^{IV} = Q_{и}^{IV} \sum_{t=1}^{t_{\text{общ}}} (1 - 0.32 \ln t_i)$
7	$Q_{и3\lambda}^{III} = 882 \cdot K_{нр\text{од}} \sum_{t=1}^{t_{\text{общ}}} e^{-0.238t_i}$	$Q_{и3\lambda}^{IV} = 1.269 \cdot Q_{и}^{IV} \sum_{t=1}^{t_{\text{общ}}} e^{-0.238t_i}$
8	$Q_{и3\lambda}^{III} = K_{нр\text{од}} \sum_{t=1}^{t_{\text{общ}}} (977 - 337 \ln t_i)$	$Q_{и3\lambda}^{IV} = Q_{и}^{IV} \sum_{t=1}^{t_{\text{общ}}} (1 - 0.35 \ln t_i)$

Примечание: $Q_{и}^{IV}$, $t_{\text{общ}}$ – добыча за первый год и общий срок эксплуатации скважин

Таблица 3

Эмпирические уравнения для расчета $t_{\text{общ}}$ по группам объектов

Группа объектов	Уравнение	Группа объектов	Уравнение
1, 2	$t_{\text{общ}} = 22.8e^{-44.6 \cdot 10^{-4} Q_{и}^{\text{min}} / K_{нр\text{од}}}$	6	$t_{\text{общ}} = 23.8e^{-36 \cdot 10^{-4} Q_{и}^{\text{min}} / K_{нр\text{од}}}$
3	$t_{\text{общ}} = 27.1e^{-34 \cdot 10^{-4} Q_{и}^{\text{min}} / K_{нр\text{од}}}$	7	$t_{\text{общ}} = 28.5 - 4.19 \ln(Q_{и}^{\text{min}} / K_{нр\text{од}})$
4	$t_{\text{общ}} = 23.9e^{-37.7 \cdot 10^{-4} Q_{и}^{\text{min}} / K_{нр\text{од}}}$	8	$t_{\text{общ}} = 18.2e^{-29.7 \cdot 10^{-4} Q_{и}^{\text{min}} / K_{нр\text{од}}}$
5	$t_{\text{общ}} = 25.8e^{-31.5 \cdot 10^{-4} Q_{и}^{\text{min}} / K_{нр\text{од}}}$		

$$КИН_{\text{кон}} = 0.18 \frac{P_m^{0.5} P_{H\Delta}^{0.5} \Theta_{H\Pi}}{(2.2 - 0.012S)^{0.5}} \quad (3)$$

(для объектов второй группы);

$$КИН_{\text{кон}} = 356 \frac{K_p \Theta_m^{0.5}}{S} - 471 \frac{\bar{\Theta}_{H\Pi}^{0.5} H_{\Delta}^{p0.5}}{\sigma_{H\Delta}^{0.5} W_{H\Pi}^{0.5} S^{0.5}} + 13.3 \frac{H_{\Delta}^{p0.5}}{S^{0.5}} - 146 \frac{K_p}{S^{0.5}} + 136 \frac{K_p H_{\Delta}^{p0.5}}{\mu_{H\Pi}^{0.5} S^{0.5}} + 3.38 \cdot 10^3 \frac{\bar{\Theta}_{H\Pi}^{0.5} \Theta_{H\Delta}^{0.5} K_p^{0.5} \Theta_m^{0.5}}{\rho_{H\Pi}^{0.5} S^{0.5}} - 19.9 \cdot 10^{-4} \frac{\rho_{H\Pi}^{1.5} K_p^{0.5} H_{\Delta}^{p0.5}}{W_{H\Delta}^{0.5} S^{0.5}} \quad (4)$$

(для объектов третьей группы);

$$КИН_{\text{кон}} = 44.1 \frac{\bar{\Theta}_{H\Delta}^{0.5} P_{\text{нас}}^{0.5} \Theta_m^{0.5} H_{\Pi}^{0.5}}{W_{H\Pi}^{0.5} S^{0.5}} - 79.3 \frac{\Theta_{H\Delta}^{2.0} \Theta_m^{0.5}}{W_{H\Pi}^{0.5}} + 583 \frac{\bar{\Theta}_{H\Delta}^{0.5} \Theta_m^{0.5}}{W_{H\Pi}^{0.5} S^{0.5}} + 604 \frac{\bar{\Theta}_m^{0.5} \Theta_{H\Delta}^{0.5} \Theta_m^{0.5}}{W_{H\Pi}^{0.5} \mu_{H\Pi}^{0.5}} \quad (5)$$

(для объектов четвертой группы);

$$КИН_{\text{кон}} = 910 \frac{H_{\Delta}^{0.5}}{\mu_{H\Pi}^{0.5} S^{0.5} \Theta_m^{0.5} \sigma_m^{0.5} W_m^{0.5}} - 78.1 \frac{H_{\Delta}^{0.5}}{P_{\text{нас}}^{0.5} \Theta_m^{0.5} W_m^{0.5}} \quad (6)$$

(для объектов пятой группы);

$$КИН_{\text{кон}} = 91.2 \frac{\Theta_m^{0.5} H_{\Pi}^{0.5}}{K_{неод}^{0.5} S^{0.5}} \quad (7)$$

(для объектов шестой группы);

$$КИН_{\text{кон}} = 3.83 \frac{G^{0.5} P_{\text{нас}}^{0.5} \Theta_{H\Delta}^{0.5} H_{\Delta}^{0.5}}{m_r^{0.5} \sigma_m^{0.5} \Theta_m^{0.5} S^{0.5}} + 0.523 \frac{t_{\text{на}}^{0.5} G^{0.5} K_p^{0.5} \Theta_{H\Delta}^{0.5} H_{\Pi}^{0.5}}{m_r^{0.5} \sigma_m^{0.5} \Theta_m^{0.5} S^{0.5}} \quad (8)$$

(для объектов седьмой группы);

$$КИН_{\text{кон}} = 21.3 \frac{P_{H\Pi}^{0.5} \Theta_{H\Delta}^{0.5}}{W_m^{0.5} S^{0.5}} + 5.08 \frac{K_{прон}^{0.5} P_{H\Pi}^{0.5}}{S^{0.5}} \quad (9)$$

(для объектов восьмой группы).

Значения корреляционных отношений зависимостей при этом изменяются от 0.728 до 0.934.

Анализ полученных моделей и рассмотрение причинно-следственных связей в пределах выделенных групп объектов позволили дать физическую интерпретацию процесса нефтеизвлечения.

В пределах всех групп объектов наблюдается сильное

влияние плотности сетки скважин на $KIH_{кон}$, причем вид связи между этими параметрами определяется геологическими особенностями объектов, количественно выраженными через различные параметры. Влияние геологических параметров в пределах групп различно по величине, а иногда и по знаку, что является отражением специфических черт строения коллекторов и связанного с этим процесса извлечения нефти.

В условиях турнейских объектов первой группы, кроме плотности сетки скважин, на нефтеотдачу также влияют эффективная нефтенасыщенная толщина зоны разбуривания, энтропия и параметр неоднородности эффективной нефтенасыщенной толщины, параметр неоднородности по пористости. С увеличением этих параметров нефтеотдача растет. Повышение нефтеотдачи с ростом показателей, характеризующих неоднородность объектов, объясняется тем, что эти показатели тесно связаны со средними значениями параметров, на основании которых они вычислены. С увеличением параметров P_{H_3} , \mathcal{E}_{H_3} и P_m увеличиваются соответственно H_3 и m_2 . Однако с ростом H_3 и m_2 нефтеотдача увеличивается, причем влияние этих параметров более сильное, чем влияние, оказываемое параметрами P_{H_3} , \mathcal{E}_{H_3} , P_m .

На выработку запасов турнейских объектов второй группы из геологических параметров наименьшее влияние оказывают параметры неоднородности по эффективной нефтенасыщенной толщине и пористости, а также энтропия толщины нефтенасыщенных пропластков. С увеличением их степень выработки запасов повышается. Это объясняется тем, что залежи, являющиеся более неоднородными по пористости P_m и эффективной нефтенасыщенной толщине P_{H_3} , толщине нефтенасыщенных пропластков \mathcal{E}_{H_3} , характеризуются большей вариацией по H_3 и соответственно имеют большую эффективную нефтенасыщенную толщину, долю пород-коллекторов в общей толщине пласта, продуктивность, и как следствие, большую нефтеотдачу.

В пределах турнейских объектов группы 3 с увеличением плотности сетки скважин, вязкости и плотности пластовой нефти и снижением эффективной нефтенасыщенной толщины в зоне разбуривания $KIH_{кон}$ закономерно уменьшается. Сильная положительная корреляционная связь эффективной нефтенасыщенной толщины с показателями, отражающими неоднородность объектов по этому параметру (σ_{H_3} , W_{H_3} , \mathcal{E}_{H_3}), приводит к тому, что с увеличением этих параметров выработка запасов нефти улучшается. Это происходит за счет того, что объекты,

имеющие большую толщину, характеризуются лучшими коллекторскими свойствами и большей продуктивностью, которая оказывает преобладающее влияние на процесс нефтеизвлечения. Наряду с продуктивностью значительное влияние на увеличение нефтеотдачи оказывает и рост удельной продуктивности. Связь этого параметра с показателями, характеризующими неоднородность объектов по толщине нефтенасыщенных пропластков ($\bar{\mathcal{E}}_{H_3}$, W_{H_3}) и коэффициентом расчлененности, приводит к тому, что с уменьшением $\bar{\mathcal{E}}_{H_3}$, W_{H_3} , K_p степень выработки запасов снижается. Увеличение неоднородности по пористости \mathcal{E}_m также приводит к росту $KIH_{кон}$. Этот факт объясняется тем, что энтропия по пористости увеличивается с ростом средней пористости m_2 , и выработка запасов при этом улучшается.

При увеличении плотности сетки скважин, вязкости пластовой нефти и соответствующем снижении давления насыщения нефтеотдача турнейских объектов четвертой группы уменьшается. Увеличение нефтеотдачи с ростом параметров $\bar{\mathcal{E}}_{H_3}$, W_{H_3} , \mathcal{E}_m объясняется теми же причинами, что и для первых трех групп объектов, однако в отличие от них увеличение неоднородности по толщине нефтенасыщенных пропластков W_{H_3} приводит к ухудшению условий выработки запасов нефти. Это объясняется тем, что параметр W_{H_3} не связан с эффективной нефтенасыщенной толщиной и имеет самостоятельное значение. При этом среди объектов, имеющих одинаковые значения вариации нефтенасыщенных пропластков и прочие равные условия, лучше вырабатываются те, которые имеют большую среднюю толщину пропластков H_n .

В условиях залежей нефти турнейского яруса пятой группы наблюдается влияние трещиноватости на процесс выработки запасов. С увеличением пластового давления, которое повышается с глубиной, породы уплотняются, снижается неоднородность по пористости ($\bar{\mathcal{E}}_m$, σ_m , W_m), повышается трещиноватость, при этом увеличивается удельная продуктивность, и условия выработки запасов улучшаются. При этом с уменьшением вязкости нефти, плотности сетки скважин и увеличением эффективной нефтенасыщенной толщины нефтеотдача закономерно увеличивается.

Характер влияния различных параметров на выработку запасов по объектам шестой группы аналогичен объектам первых четырех групп. Уменьшение плотности сетки скважин, увеличение средней толщины нефтенасыщенных пропластков улучшают условия выработки запасов. Геологическая неоднородность, отражаемая

Таблица 4

Значения относительных погрешностей моделей, построенных с использованием различных алгоритмов

Группа объектов	Алгоритм построения моделей, %		
	ШРА	РГК	МГУА
1	40.4	68.1	24.7
2	15.2	18.3	9.1
3	31.7	49.7	9.0
4	22.1	33.1	13.8
5	26.3	25.1	10.6
6	13.8	18.2	6.8
7	19.1	17.7	8.1
8	14.0	10.0	3.5

с помощью комплексного показателя неоднородности, снижает нефтеотдачу, однако с ростом неоднородности по пористости \mathcal{E}_m увеличивается средняя пористость и повышается проницаемость продуктивных пластов, что приводит к повышению конечной нефтеотдачи.

Процесс извлечения нефти из трещиноватых известняков фаменского яруса объектов группы 7 существенно отличается от процесса извлечения нефти в условиях трещиновато-пористых известняков турнейского яруса объектов групп 1-6. С увеличением глубины залегания объектов увеличивается пластовая температура $t_{пл}$, снижается пористость, уменьшается неоднородность по ней, растет степень трещиноватости и, как следствие, увеличивается проницаемость. Этим объясняется увеличение нефтеотдачи с ростом $t_{пл}$ и снижением m_r , \mathcal{E}_m , σ_m . Повышение расчлененности объектов седьмой группы связано с увеличением эффективной нефтенасыщенной толщины. При этом с ростом параметров K_p , H_a , $H_{нз}$, $\mathcal{E}_{нз}$ условия выработки запасов нефти улучшаются. Положительное влияние на степень выработки запасов оказывает увеличение газового фактора и давления насыщения, которые коррелированы с вязкостью и плотностью пластовой нефти. Оказывает влияние и плотность сетки скважин.

Объекты группы 8 сложены трещиновато-поровыми известняками фаменского яруса, и влияние геологических факторов на нефтеотдачу несколько иное, чем в

условиях трещиноватых фаменских известняков группы 7. Рост неоднородности по пористости W_m приводит к увеличению неравномерности выработки запасов и снижению нефтеотдачи (в условиях объектов группы 7 влияние это противоположное). Лучшая выработка запасов по залежам, имеющим большую неоднородность по толщине нефтенасыщенных пропластков $P_{нн}$, объясняется связью этого параметра со средней пористостью m_r , с увеличением которой $P_{нн}$ увеличивается. Снижение степени выработки запасов наблюдается с уменьшением величины $\mathcal{E}_{нз}$, которая положительно коррелирована с продуктивностью и удельной продуктивностью и через них с нефтеотдачей. Существенное влияние на процесс добычи нефти объектов этой группы оказывают коэффициент проницаемости, с увеличением которого нефтеотдача растет, и плотность сетки скважин.

Полученные модели позволяют прогнозировать конечный коэффициент извлечения нефти как по анализируемым объектам, так и по объектам, аналогичным по геолого-промысловой характеристике, исследованным. Однако эти объекты должны быть разбурены достаточно плотной сеткой скважин различного назначения с тем, чтобы верно можно было рассчитать параметры, отражающие геологическую неоднородность. Иначе говоря, использование полученных моделей возможно лишь начиная со второй стадии разработки.

Выводы

Для сложных условий разработки залежей в карбонатных коллекторах восточного региона Волго-Уральской нефтегазоносной провинции:

- предложен ряд моделей процесса нефтеизвлечения, позволяющих проводить поиск и обоснование применения инновационных методов добычи углеводородов;
- предложен алгоритм прогноза конечного коэффициента извлечения нефти по скважинам в условиях неоднородной информации и различного рода неопределенностей;
- установлено, что в условиях ограниченного количества объектов исследования при построении геолого-статистических моделей предпочтительно использовать метод группового учета аргументов;
- дана физическая интерпретация полученных результатов и моделей, которая доказывает необходимость дифференцированного подхода к анализу, контролю, проектированию и управлению процессом разработки различных групп объектов.

Литература

1. Мандрик, И. Э., Панахов, Г. М., Шахвердиев, А. Х. (2010). Научно-методические и технологические основы оптимизации процесса повышения нефтеотдачи пластов. Москва: Нефтяное хозяйство.
2. Муслимов, Р. Х. (2009). Особенности разведки и разработки нефтяных месторождений в условиях рыночной экономики. Казань: ФЭН.
3. Конторович, А.Э. (2018). Пора идти вглубь. Нефтедобыче нужны новые технологии. Поиск, 3, 77.
4. Кулешова, Л. С., Фаттахов, И. Г., Султанов, Ш. Х. и др. (2021). Опыт проведения многозонного кислотного ГРП на месторождении ПАО «Татнефть». SOCAR Proceedings, SI1, 68-76.
5. Фаттахов, И. Г., Кулешова, Л. С., Бахтизин, Р. Н. и др. (2021). Комплексирование результатов моделирования ГРП при проведении гибридных кислотно-пропантных обработок и при одновременной инициации трещины ГРП в разделенных интервалах. SOCAR Proceedings, SI2, 103-111.
6. Гасумов, Э. Р., Гасумов, Р. А. (2020). Управление инновационными рисками при выполнении геолого-технических (технологических) мероприятий на нефтегазовых месторождениях. SOCAR Proceedings, 2, 8-16.
7. Грищенко, В. А., Циклис, И. М., Мухаметшин, В. Ш., Якупов, Р. Ф. (2021). Методические подходы к повышению эффективности системы заводнения на поздней стадии разработки. SOCAR Proceedings, SI2, 161-171.
8. Ахметов, Р. Т., Маляренко, А. М., Кулешова, Л. С. и др. (2021). Количественная оценка гидравлической извилистости коллекторов нефти и газа Западной Сибири на основе капилляриметрических исследований. SOCAR Proceedings, 2, 77-84.
9. Economides, J. M., Nolte, K. I. (2000). Reservoir stimulation. West Sussex, England: John Wiley and Sons.
10. Грищенко, В. А., Рабаев, Р. У., Асылгареев, И. Н. и др. (2021). Методический подход к определению

оптимальных геолого-технологических характеристик при планировании ГПП на многопластовых объектах. *SOCAR Proceedings*, SI2, 182-191.

11. Мухаметшин, В. В., Бахтизин, Р. Н., Кулешова, Л. С. и др. (2021). Скрининг и оценка условий эффективного применения методов увеличения нефтеотдачи высокообводненных залежей с трудноизвлекаемыми запасами. *SOCAR Proceedings*, SI2, 48-56.

12. Велиев, Э. Ф. (2020). Обзор современных методов увеличения нефтеотдачи пласта с применением потокоотклоняющих технологий. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.

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

14. Рабаев, Р. У., Чибисов, А. В., Котенев, А. Ю. и др. (2021). Математическое моделирование растворения карбонатных коллекторов и прогнозирование эффективности регулируемой солянокислотного воздействия. *SOCAR Proceedings*, 2, 40-46.

15. 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.

16. Антоневиц, Ю. С., Ефимов, А. В. (2013). Интегрированный подход к управлению инвестиционным портфелем в нефтегазодобывающих компаниях. *Нефтяное хозяйство*, 12, 83-85.

17. Rzaeva, S. J. (2019). New microbiological method of oil recovery increase containing highly mineralized water. *SOCAR Proceedings*, 2, 38-44.

18. 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.

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

20. Мирзаджанзаде А. Х., Хасанов М. М., Бахтизин Р. Н. (2004). Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неопределенность. Москва, Ижевск: Институт компьютерных исследований.

21. Велиев, Э. Ф. (2020). О механизмах удерживания полимера пористой средой. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.

22. Мухаметшин, В. Ш. (1989). Зависимость нефтеизвлечения от плотности сетки скважин при разработке низкопродуктивных карбонатных залежей. *Нефтяное хозяйство*, 12, 26-29.

23. 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.

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

25. Тер-Саркисов, Р. М., Максимов, В. М., Басниев, К. С. и др. (2012). Геологическое и гидротермодинамическое моделирование месторождений нефти и газа. Ижевск: Ижевский институт компьютерных исследований.

26. Сергеев, В. В., Шарипов, 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.

27. Хузин, Р. Р., Бахтизин, Р. Н., Андреев, В. Е. и др. (2021). Интенсификация добычи нефти методом гидравлического сжатия пласта. *SOCAR Proceedings*, SI1, 98-108.

28. Дмитриевский, А. Н. (2017). Ресурсно-инновационная стратегия развития экономики России. *Нефтяное хозяйство*, 5, 6-7.

29. 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.

30. Шпуров, И. В., Захаренко, В. А., Фурсов, А. Я. (2015). Дифференцированный анализ степени вовлечения и выработанности запасов юрских залежей в пределах Западно-Сибирской НПП. *Недропользование XXI век*, 1 (51), 12-19.

31. Якупов, Р. Ф., Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2021). Использование гидродинамической модели при создании обратного конуса нефти в условиях водонефтяных зон. *SOCAR Proceedings*, 2, 54-61.

32. Велиев, Э. Ф. (2021). Полимерно-дисперсная система для изменения фильтрационных потоков в пласте. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 1(78), 61-72.

33. Велиев, Э. Ф., Алиев, А. А., Маммедбейли, Т. Е. (2021). Применение машинного обучения для прогнозирования эффективности внедрения технологий борьбы с конусообразованием. *SOCAR Proceedings*, 1, 104-113.

34. Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. Ш., Бахтизин, Р. Н., Шешдиров, Р. И. (2021). Определение объемного коэффициента сетки скважин для оценки конечного коэффициента нефтеизвлечения при разработке залежей нефти горизонтальными скважинами. *SOCAR Proceedings*, 2, 47-53.

35. Грищенко, В. А., Асылгареев, И. Н., Бахтизин, Р. Н. и др. (2021). Методический подход к мониторингу эффективности использования ресурсной базы при разработке нефтяных месторождений. *SOCAR Proceedings*, SI2, 229-237.

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

37. Хисамиев, Т. Р., Баширов, И. Р., Мухаметшин, В. Ш. и др. (2021). Результаты оптимизации системы разработки и повышения эффективности выработки запасов карбонатных отложений турнейского яруса Четырманского месторождения. *SOCAR Proceedings*, SI2, 131-142.

38. Хатмуллин, И. Ф., Хатмуллина, Е. И., Хамитов, А. Т. и др. (2015). Идентификация слабо выработанных зон на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами. *Нефтяное хозяйство*, 1, 74-79.

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

40. Конторович, А. Э., Лившиц, В. Р. (2017). Новые методы оценки, особенности структуры и пути освоения прогнозных ресурсов нефти зрелых нефтегазоносных провинций (на примере Волго-Уральской провинции). *Геология и геофизика*, 58 (12), 1835–1852.

41. Грищенко, В. А., Позднякова, Т. В., Мухамедиев, Б. М. и др. (2021). Повышение эффективности разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах на примере турнейского яруса. *SOCAR Proceedings*, SI2, 238-247.

42. Мухаметшин, В. Ш., Хакимянов, И. Н., Бахтизин, Р. Н., Кулешова, Л. С. (2021). Дифференциация и группирование сложнопостроенных залежей нефти в карбонатных коллекторах в решении задач управления разработкой. *SOCAR Proceedings*, SI1, 88-97.

43. Мухаметшин, В. Ш., Кулешова, Л. С., Сафиуллина, А. Р. (2021). Группирование и выделение залежей нефти в карбонатных коллекторах по продуктивности на стадии проведения геолого-разведочных работ. *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 332(12), 43–51.

References

1. Mandrick, I. E., Panakhov, G. M., Shakhverdiev, A. Kh. (2010). Scientific-methodological and technological bases for optimizing the process of increasing oil recovery. *Moscow: Oil industry*.

2. Muslimov, R. Kh. (2009). Features of exploration and development of oil fields in a market economy. *Kazan: FEN*.

3. Kontorovich, A. E. (2018). It's time to go deeper. Oil production needs new technologies. *Search*, 3, 77.

4. Kuleshova, L. S., Fattakhov, I. G., Sultanov, Sh. Kh., et al. (2021). Experience in conducting multi-zone hydraulic fracturing on the oilfield of PJSC «Tatneft». *SOCAR Proceedings*, SI1, 68-76.

5. Fattakhov, I. G., Kuleshova, L. S., Bakhtizin, R. N., et al. (2021). Complexing the hydraulic fracturing simulation results when hybrid acid-propant treatment performing and with the simultaneous hydraulic fracture initiation in separated intervals. *SOCAR Proceedings*, SI2, 103-111.

6. Gasumov, E. R., Gasumov, R. A. (2020). Innovative risk management for geological and technical (technological) measures at oil and gas fields. *SOCAR Proceedings*, 2, 8-16.

7. Grishchenko, V. A., Tsiklis, I. M., Mukhametshin, V. Sh., Yakupov, R. F. (2021). Methodological approaches to increasing the flooding system efficiency at the later stage of reservoir development. *SOCAR Proceedings*, SI2, 161-171.

8. Akhmetov, R. T., Malyarenko, A. M., Kuleshova, L. S., et al. (2021). Quantitative assessment of hydraulic tortuosity of oil and gas reservoirs in Western Siberia based on capillarimetric studies. *SOCAR Proceedings*, 2, 77-84.

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

10. Grishchenko, V. A., Rabaev, R. U., Asylgareev, I. N., et al. (2021). Methodological approach to optimal geological and technological characteristics determining when planning hydraulic fracturing at multilayer facilities. *SOCAR Proceedings*, SI2, 182-191.

11. Mukhametshin, V. V., Bakhtizin, R. N., Kuleshova, L. S., et al. (2021). Screening and assessing the conditions for effective oil recovery enhancing techniques application for hard to recover high-water cut reserves. *SOCAR Proceedings*, SI2, 48-56.

12. Veliyev, E. F. (2020). Review of modern in-situ fluid diversion technologies. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.

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

14. Rabaev, R. U., Chibisov, A. V., Kotenev, A. Yu., et al. (2021). Mathematical modelling of carbonate reservoir dissolution and prediction of the controlled hydrochloric acid treatment efficiency. *SOCAR Proceedings*, 2, 40-46.

15. 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.

16. Antonevich, Yu. S., Efimov, A. V. (2013). Integrated approach to investment portfolio management in oil and gas companies. *Oil Industry*, 12, 83-85.

17. Rzaeva, S. J. (2019). New microbiological method of oil recovery increase containing highly mineralized water. *SOCAR Proceedings*, 2, 38-44.

18. 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 pashiyen formation. *SOCAR Proceedings*, SI1, 77-87.

19. 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.

20. Mirzadzhanzade, A. Kh., Khasanov, M. M., Bakhtizin, R. N. (2004). Modeling of oil and gas production processes. Nonlinearity, nonequilibrium, uncertainty. *Moscow, Izhevsk: Institute of Computer Research*.

21. Veliyev, E. F. (2020). Mechanisms of polymer retention in porous media. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.

22. Mukhametshin, V. Sh. (1989). Dependence of crude-oil recovery on the well spacing density during development of low-producing carbonate deposits. *Oil Industry*, 12, 26–29.

23. 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.
24. 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.
25. Ter-Sarkisov, R. M., Maksimov, V. M., Basniev, K. S., et al. (2012). Geological and hydrothermodynamic modeling of oil and gas fields. *Izhevsk: Izhevsk Institute of Computer Research*.
26. 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.
27. Khuzin, R. R., Bakhtizin, R. N., Andreev, V. E., et al. (2021). Oil recovery enhancement by reservoir hydraulic compression technique employment. *SOCAR Proceedings*, SI1, 98-108.
28. Dmitrievsky, A. N. (2017). Resource-innovative strategy for the development of the Russian economy. *Oil Industry*, 5, 6-7.
29. 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.
30. Shpurov, I. V., Zakharenko, V. A., Fursov, A. Ya. (2015). A differentiated analysis of the degree of involvement and the depletion of stocks of jurassic deposits in the Western Siberian oil-and-gas province. *Subsoil using – XXI Century*, 1(51), 12-19.
31. Yakupov, R. F., Khakimzyanov, I. N., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2021). Hydrodynamic model application to create a reverse oil cone in water-oil zones. *SOCAR Proceedings*, 2, 54-61.
32. Veliyev, E. F. (2021). Polymer dispersed system for in-situ fluid diversion. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 1(78), 61–72.
33. Veliyev, E. F., Aliyev, A. A., Mammadbayli, T. E. (2021). Machine learning application to predict the efficiency of water coning prevention techniques implementation. *SOCAR Proceedings*, 1, 104-113.
34. Khakimzyanov, I. N., Mukhametshin, V. Sh., Bakhtizin, R. N., Sheshdirov, R. I. (2021). Determination of well spacing volumetric factor for assessment of final oil recovery in reservoirs developed by horizontal wells. *SOCAR Proceedings*, 2, 47-53.
35. Grishchenko, V. A., Asylgareev, I. N., Bakhtizin, R. N., et al. (2021). Methodological approach to the resource base efficiency monitoring in oil fields development. *SOCAR Proceedings*, SI2, 229-237.
36. Muslimov, R. Kh. (2008). Methods of increasing an oil fields development efficiency at a late stage. *Oil Industry*, 3, 30-35.
37. Khisamiev, T. R., Bashirov, I. R., Mukhametshin, V. Sh., et al. (2021). Results of the development system optimization and increasing the efficiency of carbonate reserves extraction of the turney stage of the Chetyrmansky deposit. *SOCAR Proceedings*, SI2, 131-142.
38. Khatmullin, I. F., Khatmullina, E. I., Khamitov, A. T., et al. (2015). Identification of zones with poor displacement in fields with hard-to-recover reserves. *Oil Industry*, 1, 74-79.
39. 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.
40. Kontorovich, A. E., Livshits, V. R. (2017). New methods of assessment, structure, and development of oil and gas resources of mature petroleum provinces (Volga-Ural province). *Russian Geology and Geophysics*, 58 (12), 1453-1467.
41. Grishchenko, V. A., Pozdnyakova, T. V., Mukhamadiyev, B. M., et al. (2021). Improving the carbonate reservoirs development efficiency on the example of the tournaisian stage deposits. *SOCAR Proceedings*, SI2, 238-247.
42. Mukhametshin, V. Sh., Khakimzyanov, I. N., Bakhtizin, R. N., Kuleshova, L. S. (2021). Differentiation and grouping of complex-structured oil reservoirs in carbonate reservoirs in development management problems solving. *SOCAR Proceedings*, SI1, 88-97.
43. Mukhametshin, V. Sh., Kuleshova, L. S., Safiullina, A. R. (2021). Grouping and determining oil reservoirs in carbonate reservoirs by their productivity at the stage of geological exploration. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 332(12), 43–51.

Поиск и обоснование применения инновационных методов добычи углеводородов в осложненных условиях

Л. С. Кулешова, В. Ш. Мухаметшин

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Реферат

Для сложных условий разработки различных групп объектов в карбонатных коллекторах восточной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции созданы модели, позволяющие проводить поиск и обоснование применения инновационных методов добычи углеводородов. Предложены алгоритмы прогноза конечного коэффициента извлечения нефти в условиях неоднородной информации и различного рода неопределенностей. Обосновано использование алгоритма метода группового учета аргументов для построения геолого-статистических моделей. Дана физическая интерпретация полученных моделей процесса нефтеизвлечения. Показана необходимость дифференцированного подхода при решении различных задач управления разработкой различных групп объектов в карбонатных коллекторах.

Ключевые слова: коэффициент извлечения нефти; шаговый регрессионный анализ; метод группового учета аргументов.

Mürəkkəbləşmiş şəraitlərdə innovativ karbohidrogen hasilatı üsullarının axtarışı və tətbiqinin əsaslandırılması

L. S. Kuleşova, V. Ş. Muxamətşin

Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti, Ufa, Rusiya

Xülasə

Volqa-Ural neftli-qazlı əyalətinin şərq hissəsinin karbonatlı kollektorlarında müxtəlif obyektlər qrupunun mürəkkəb işlənmə şərtləri üçün karbohidrogen hasilatının innovativ üsullarının axtarışına və tətbiqinin əsaslandırılmasına imkan verən modellər yaradılmışdır. Qeyri-bircins informasiya və müxtəlif qeyri-müəyyənliklər şəraitində son neftçıxartma əmsalının proqnozlaşdırılması üçün alqoritmlər təklif edilmişdir. Geoloji-statistik modellərin qurulması üçün arqumentlərin qrup uçotu metodu alqoritminin istifadəsi əsaslandırılmışdır. Neftçıxartma prosesinin əldə edilmiş modellərinin fiziki interpretasiyası verilmişdir. Karbonatlı kollektorlarda müxtəlif obyektlər qrupunun işlənməsinin idarə olunması ilə bağlı müxtəlif məsələlərin həllində differensiallaşdırılmış yanaşmanın zəruriliyi göstərilmişdir.

Açar sözlər: neftçıxartma əmsalı; mərhələli reqressiya analizi; arqumentlərin qrup uçotu metodu.