



## ОЦЕНКА И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ УПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКОЙ

Л.С. Кулешова, В.Ш. Мухаметшин\*, Р.У. Рабаев, Ш.Х. Султанов,  
Р.Р. Степанова, Д.И. Кобищца

*Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия*

### Evaluation and use of the productivity coefficient for development management problems solving

L.S. Kuleshova, V.Sh. Mukhametshin, R.U. Rabaev, Sh.Kh. Sultanov, R.R. Stepanova, D.I. Kobishcha

*Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia*

#### АБСТРАКТ

It is shown that in the conditions of low-productive carbonate deposits with hard-to-recover reserves, confined to the Middle Carboniferous deposits of the Birskeya saddle and the Perm-Bashkir arch of the Volga-Ural oil and gas province, the productivity factor determined during the well flow rate stabilization period after development largely determines the final technological development indicators. We propose geological and statistical models allowing determining the productivity values to the greatest extent reflecting the real reservoir properties at the point of opening it with a well. The obtained results make it possible to evaluate the effectiveness of measures aimed at improving the efficiency of managerial decisions to achieve the maximum return on the oil companies' assets.

#### KEYWORDS

Productivity factor;  
Geological and statistical models;  
Empirical base models,  
Oil recovery factor;  
Geological and physical parameters;  
Technological development indicators.

© 2022 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

#### Введение

При решении различных задач управления разработкой важно иметь базовые модели, позволяющие проводить надежную экспресс-оценку тех или иных проводимых мероприятий [1–9]. Эти модели должны отражать изменение важнейших технологических показателей от изменения параметров, оказывающих преобладающее влияние на тот или иной процесс [10–15]. При этом важное значение имеет надежное определение параметров объекта управления с целью устранения различного рода неопределенностей, которые могут привести к неоднозначному трактованию полученных результатов [16–20].

Одним из таких параметров является коэффициент продуктивности, который в комплексе отражает важнейшие геолого-физические и физико-химические свойства продуктивных пластов и насыщающих их флюидов, и во многом определяет добычные возможности скважин и залежей, текущие и конечные технологические [21–27] и технико-экономические показатели разработки, т.е. в соответствии с новой парадигмой определяет полноту отдачи основных активов нефтегазовых компаний [28–31].

Однако, в процессе разработки значения этого важного показателя, определяемого по данным гидродинамических исследований, изменяются в довольно широких

пределах из-за влияния различных факторов: механических, физико-литологических, физико-химических, термодинамических [32–35].

Поэтому одним из главных моментов при моделировании является выбор коэффициентов продуктивности, которые в наибольшей мере отражали бы реальные свойства пласта в точке вскрытия его скважиной. Именно эти значения продуктивности, также в наибольшей мере, отражают свойства пласта и в удаленных зонах [36–38].

#### Методы и материалы

Для получения возможности оценки коэффициента продуктивности скважин и залежей в условиях неопределенности, ограниченного количества проводимых гидродинамических исследований, а также влияния фактора времени на точность определения различных свойств пласта было проведено моделирование. В качестве функции рассматривался коэффициент продуктивности скважин, в качестве аргументов – более 30-ти геолого-физических параметров пластов и физико-химических параметров пластовых жидкостей. Моделирование продуктивности проводилось в условиях пяти групп-объектов в карбонатных коллекторах среднего карбона Бирской седловины и Пермско-Башкирского свода Волго-Уральской нефтегазодобывающей провинции (ВУНГП). Данные объекты содержат значительные запасы нефти при низкой степени их разработанности и требуют интенсивного ввода их в эксплу-

\*E-mail: [vv@of.ugntu.ru](mailto:vv@of.ugntu.ru)

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP2022SI100641>

тацию и совершенствования существующих технологий разработки, что обуславливает необходимость наличия базовых моделей для оценки эффективности применяемых мероприятий по воздействию на призабойную зону и пласт.

Согласно [39, 40] рассматриваемые объекты сгруппированы в пять относительно однородных групп по геолого-физическим и физико-химическим свойствам пластов и насыщающих их флюидов, по условиям залегания.

Первая и вторая группы объектов включают в себя соответственно залежи верейского горизонта (В2) и башкирского яруса (Бш), находящиеся в пределах Башкирской вершины. Третья и четвертая группы объектов включают в себя объекты, приуроченные соответственно к каширскому (КШ1) и подольскому (ПЗ), а также каширскому (КШ1, КШ4) и подольскому (П2, П3) горизонтам Бирской седловины. И, наконец, объекты пятой группы включают в себя залежи нефти в верейском (В1, В2, В3) и каширском (КШ1, КШ2, КШ3, КШ4) горизонтах Башкирской вершины.

По каждой группе объектов на основе анализа и обобщения опыта эксплуатации залежей на естественных режимах получены эмпирические базовые модели, позволяющие проводить контроль и регулирование процесса выработки запасов данных объектов, формируя при этом пакет управляющих решений, направленных на повышение эффективности разработки самих объектов и их аналогов.

Получены следующие уравнения для расчета и прогноза конечного коэффициента извлечения нефти (КИН<sub>кон</sub>) по скважинам в пределах условно выделенных зон дренажа (УВЗД):

$$КИН_{кон} = 1119K_{прод} Q_{уд} \sum_{t=1}^{t_{общ}} e^{-0.156t} \quad (1)$$

(для объектов групп 1);

$$КИН_{кон} = K_{прод} Q_{уд} \sum_{t=1}^{t_{общ}} 751,6 - 248.1 \ln t \quad (2)$$

(для объектов группы 2);

$$КИН_{кон} = 524K_{прод} Q_{уд} \sum_{t=1}^{t_{общ}} e^{-0.139t} \quad (3)$$

(для объектов группы 3);

$$КИН_{кон} = 441K_{прод} Q_{уд} \sum_{t=1}^{t_{общ}} e^{-0.116t} \quad (4)$$

(для объектов групп 4, 5),

где  $K_{прод}$  – коэффициент продуктивности, т/сут/МПа;  $Q_{уд}$  – удельные балансовые запасы нефти в пределах УВЗД, тыс. т;  $t_{общ}$  – срок эксплуатации скважин при снижении дебита до минимально-рентабельного (0.2 т/сут), год, который рассчитывается по следующим эмпирическим формулам:

$$t_{общ} = 45.0 - 6,41 \ln(Q_n^{min} / K_{прод}) \quad (5)$$

для скважин объектов группы 1;

$$t_{общ} = 20.7 e^{-40.3 \cdot 10^{-4} Q_n^{min} / K_{прод}} \quad (6)$$

для скважин объектов группы 2;

$$t_{общ} = 45.0 - 7.194 \ln(Q_n^{min} / K_{прод}) \quad (7)$$

для скважин объектов группы 3;

$$t_{общ} = 52.5 - 8.62 \ln(Q_n^{min} / K_{прод}) \quad (8)$$

для скважин объектов групп 4, 5,

где  $Q_n^{min}$  – минимально рентабельная годовая добыча

нефти, т/год.

Значения  $K_{прод}$  по скважинам при построении моделей (1)–(8) брались в соответствии с [41–42] в момент выхода скважин на максимальный оптимальный дебит и до момента начала падения дебита либо до момента проведения какого-либо воздействия на призабойную зону, т.е. в период стабилизации дебита.

Таким образом, и в условиях залежей в карбонатных коллекторах, относящихся к категории низкопродуктивных и имеющих трудноизвлекаемые запасы, коэффициент продуктивности является ключевым параметром, определяющим эффективность разработки объектов. Однако использование моделей (1) – (8) является весьма ограниченным из-за отсутствия определения  $K_{прод}$  в период стабилизации дебита после очистки призабойной зоны и до появления посторонних «шумов» при определении этого важного показателя.

В этих условиях необходимо создавать расчетные эмпирические модели, позволяющие оценивать  $K_{прод}$ , который в наибольшей мере отражает реальные свойства пласта в точке вскрытия его скважиной.

В связи с этим были выбраны значения  $K_{прод}$  по скважинам в момент стабилизации дебита. В качестве параметров, оказывающих влияние на продуктивность, были использованы параметры, характеризующие свойства пластов и насыщающих их флюидов. Модели строились как с использованием полного объема информации, так и ограниченного, который может быть получен на стадии проведения геолого-разведочных работ. Для построения моделей использовался метод группового учета аргументов [43, 44], использование которого позволяет по небольшому объему выборки получить довольно устойчивые модели.

## Результаты и обсуждения

Получены следующие модели для оценки продуктивности залежей по косвенным данным с использованием полного комплекса информации:

$$K_{прод} = 0.21 \frac{K_p \sigma_m^{0.5} m_r^{0.5} H_p H_\Delta^{0.5}}{W_{H_n}^{0.5}} - 0.104 m_r^{0.5} - 0.89 \frac{K_p H_p^{0.5}}{W}, \quad (9)$$

(для объектов первой группы);

$$\begin{aligned} K_{прод} = & 1.28 \cdot 10^{-1} G^{0.5} \bar{\Delta}^{1.5} \bar{\Delta}_m^{0.5} \sigma_m^{0.5} H_\Delta + \\ & + 1.35 \cdot 10^{-1} P_{H_\Delta}^{0.5} \bar{\Delta}_m^{1.5} H_\Delta - \\ & - 3.36 \cdot 10^{-1} \frac{P_{H_\Delta}^{0.5} \bar{\Delta}_m^{0.5} H_\Delta^{0.5}}{\bar{\Delta}_m^{0.5} \bar{\Delta}_{H_\Delta}^{0.5}} - \\ & - 4.9 \cdot 10^{-2} P_{H_\Delta}^{0.5} \bar{\Delta}_m^{0.5} H_\Delta + \\ & + 6 \cdot 10^{-2} \cdot P_{H_\Delta}^{0.5} \bar{\Delta}_m^{2.0} H_\Delta^{0.5} \end{aligned} \quad (10)$$

(для объектов второй группы);

$$K_{прод} = 7.18 \cdot 10^{-1} \bar{\Delta}_{H_\Delta}^{0.5} H_n^{1.5} H_\Delta^p \quad (11)$$

(для объектов третьей группы);

$$K_{прод} = 3.49 \bar{\Delta}_{H_\Delta}^{0.5} \sigma_m^{0.5} - 3.23 \frac{\bar{\Delta}_{H_\Delta}^{0.5}}{K_H} + 0.2 P_{нас} \bar{\Delta}_{H_\Delta}^{0.5} \quad (12)$$

(для объектов четвертой группы);

$$\begin{aligned} K_{прод} = & 3.35 \cdot 10^{-1} \frac{P_{нас}^{0.5} H_{ак}^{0.5} \bar{\Delta}_{H_\Delta}^{0.5} W_{H_n}^{0.5} H_\Delta}{m_r^{0.5} m_k} - \\ & - 8.6 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{P_{нас}^{0.5} H_{ак}^{0.5} W_{H_n}^{0.5} H_\Delta^{0.5}}{m_r} \end{aligned} \quad (13)$$

(для объектов пятой группы).

Значения корреляционных отношений моделей (9)–(13) изменяются от 0.705 до 0.935, значения относительных погрешностей в среднем составляют 16%, что позволяет предложить их для диагностирования коэффициентов продуктивности залежей, разбуренных плотной сеткой скважин различного назначения.

Модели, построенные с использованием ограниченного количества параметров, определение которых достаточно надежно проводится на стадии составления первых проектных документов, имеют следующий вид:

$$K_{\text{прод}} = 1.11 \cdot 10^{-2} G^{0.5} K_p^{1.5} m_r^{0.5} H_n^{0.5} H_{\text{зал}}^{0.5} \quad (14)$$

(для объектов группы 1);

$$K_{\text{прод}} = 1.96 \cdot 10^{-2} G H_{\text{зал}}^{2.0} - 1.93 \cdot 10^{-2} G H_{\text{зал}}^{1.5} - 0.133 H_{\text{зал}}^{2.0} + 3.14 \cdot 10^{-5} G^{0.5} H_{\text{зал}} H_{\text{зал}}^{2.0} \quad (15)$$

(для объектов группы 2);

$$K_{\text{прод}} = 2.09 K_p^{0.5} H_n^{2.0} - 1.21 \frac{H_n}{K_p} \quad (16)$$

(для объектов группы 3);

$$K_{\text{прод}} = 18.5 \frac{K_p^{0.5}}{\mu_n^{0.5}} - 0.37 \mu_n^{0.5} \quad (17)$$

(для объектов группы 4);

$$K_{\text{прод}} = 6 \cdot 10^{-4} \frac{P_{\text{пл}} H_{\text{зал}}^{1.5} H_{\text{зал}}^{0.5}}{m_i^{0.5} K_p^{0.5}} - 0.189 \frac{P_{\text{пл}}^{2.5} H_{\text{зал}}^{0.5}}{m_i^{0.5}} \quad (18)$$

(для объектов группы 5).

Значения корреляционных отношений моделей (14)–(18) изменяются от 0.631 до 0.870, а средняя относительная погрешность составляет 24%, что позволяет предложить их для использования по залежам-аналогам, вводимым в разработку, однако погрешности прогноза при этом возрастают в 1.5 раза по сравнению с использованием полного объема информации.

В моделях (9)–(18):  $H_{\text{зал}}$ ,  $H_{\text{зал}}^p$  – средние значения эффективной нефтенасыщенной толщины в пределах объекта и в зоне его разбуривания (м);  $\sigma_{H_{\text{зал}}}$ ,  $W_{H_{\text{зал}}}$ ,  $\Delta_{H_{\text{зал}}}$ ,  $\bar{\Delta}_{H_{\text{зал}}}$ ,  $P_{H_{\text{зал}}}$  – среднее квадратичное отклонение, вариация, энтропия, относительная энтропия, параметр неоднородности эффективной нефтенасыщенной толщины (м, %, нит, доли ед., нит·м);  $H_n$ ,  $\sigma_{H_n}$ ,  $W_{H_n}$ ,  $\Delta_{H_n}$ ,  $\bar{\Delta}_{H_n}$  – среднее значение, среднее квадратичное отклонение, вариация, энтропия, относительная энтропия, параметр неоднородности толщины нефтенасыщенных пропластков (м, %, нит, доли ед., нит·м);  $m_r$ ,  $m_c$ ,  $\sigma_{m_r}$ ,  $W_{m_r}$ ,  $\Delta_{m_r}$ ,  $\bar{\Delta}_{m_r}$ ,  $P_{m_r}$  – средние значения пористости по керну и по геофизике, среднее квадратичное отклонение, вариация, энтропия, относительная энтропия, параметр неоднородности пористости (%);  $K_p$  – коэффициент расчлененности;  $K_n$  – доля пород-коллекторов в общей толщине пласта;  $K_{\text{нас}}$  – коэффициент нефтенасыщенности (%);  $\mu_n$  – вязкость нефти (мПа·с);  $P_{\text{нас}}$  – давление насыщения нефти газом (МПа);  $P_{\text{пл}}$  – начальное пластовое давление (МПа);  $H_{\text{зал}}$  – глубина залегания пласта (м).

Анализ полученных моделей показывает, что влияние геолого-физических параметров на коэффициент продуктивности в пределах выделенных групп объектов имеет в большинстве своем единую направленность, хотя в отдельных случаях характер влияния может быть и различным. Различен и набор параметров, имеющих значимые связи, а также степень влияния параметров, что объясняется особенностями геологического строения объектов.

Как видно, объекты, имеющие более высокие значения эффективной нефтенасыщенной толщины, толщины нефтенасыщенных пропластков, доли пород-коллекторов в общей толщине пласта и содержащие в себе менее вязкие нефти, характеризуются более высокими значениями коэффициента продуктивности, что соответствует существующим представлениям о влиянии этих параметров на продуктивность.

Увеличение  $K_{\text{прод}}$  с ростом параметров, отражающих геологическую неоднородность по эффективной нефтенасыщенной толщине ( $\sigma_{H_{\text{зал}}}$ ,  $\Delta_{H_{\text{зал}}}$ ,  $\bar{\Delta}_{H_{\text{зал}}}$ ,  $P_{H_{\text{зал}}}$ ) и толщине нефтенасыщенных пропластков ( $\sigma_{H_n}$ ,  $W_{H_n}$ ,  $\Delta_{H_n}$ ,  $\bar{\Delta}_{H_n}$ ,  $P_{H_n}$ ) объясняется тем, что эти параметры тесно коррелированы с эффективной нефтенасыщенной толщиной, которая очень сильно влияет на изменение коэффициента продуктивности. При этом чем больше продуктивность, тем больше эффективная нефтенасыщенная толщина и показатели, отражающие неоднородность по  $H_{\text{зал}}$  и  $H_n$ .

Снижение коэффициентов пористости по объектам групп 1, 2 приводит к уменьшению коэффициентов продуктивности. Однако при значениях  $m_i$  и  $m_c$  менее 9% снижение пористости приводит к увеличению  $K_{\text{прод}}$ . Это объясняется тем, что с уменьшением пористости плотность пород-коллекторов возрастает, увеличивается степень трещиноватости, повышается проницаемость и соответственно коэффициент продуктивности.

В пределах отдельных групп анализируемых объектов увеличение средней пористости сопровождается ростом неоднородности по этому параметру ( $\sigma_m$ ,  $W_m$ ,  $\Delta_m$ ). С увеличением пористости (начиная с 9%) продуктивность растет. Этим объясняется характер влияния параметров, отражающих неоднородность по пористости на коэффициент продуктивности объектов. В связи с этим снижение неоднородности по пористости, отражаемой с помощью относительной энтропии, приводит к увеличению  $K_{\text{прод}}$ .

Увеличение коэффициента расчлененности приводит к росту  $K_{\text{прод}}$ . Этот факт объясняется тем, что объекты, имеющие большую расчлененность, приурочены к зонам повышенных эффективных нефтенасыщенных толщин. Эти зоны, как правило, имеют лучшую коллекторскую характеристику, что и объясняет характер взаимосвязи  $K_{\text{прод}}$  и  $K_p$ .

С увеличением глубины залегания пластов растет начальное пластовое давление. При этом снижается вязкость пластовой нефти, а ввиду уплотнения пород-коллекторов увеличивается трещиноватость и проницаемость. Этим объясняется увеличение коэффициента продуктивности с повышением глубины залегания пластов и начального пластового давления.

## Выводы

Для условий залежей в карбонатных коллекторах среднего карбона Волго-Уральской нефтегазональной провинции:

- показано влияние коэффициента продуктивности, определенной в момент стабилизации дебита после пуска скважины в эксплуатацию на важнейшие технологические показатели разработки;
- предложены геолого-статические модели для прогноза коэффициента продуктивности в период, когда он в наибольшей мере отражает свойства пласта в точке вскрытия его скважиной;
- результаты исследований позволяют оценивать эффективность мероприятий по воздействию на призабойную зону и пласт, принимать обоснованные управляющие решения, направленные на повышение отдачи основных активов нефтяных компаний.

## Литература

1. Economides, J.M., Nolte, K.I. (2000). Reservoir stimulation. West Sussex, England: John Wiley and Sons.
2. 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.
3. Хакимзянов, И.Н., Мухаметшин, В.Ш., Бахтизин, Р.Н., Шещириков, Р.И. (2021). Определение объемного коэффициента сетки скважин для оценки конечного коэффициента нефтеизвлечения при разработке залежей нефти горизонтальными скважинами. *SOCAR Proceedings*, 2, 47-53.
4. Велиев, Э.Ф. (2020). О механизмах удерживания полимера пористой средой. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.
5. Грищенко, В.А., Гареев, Р.Р., Циклис, И.М., Мухаметшин, В.В., Якупов, Р.Ф. (2021). Расширение круга льготимых объектов, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти. *SOCAR Proceedings*, SI2, 8-18.
6. Муслимов, Р.Х. (2014). Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН). Казань: ФЭН.
7. 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.
8. Хисамиев, Т.Р., Баширов, И.Р., Мухаметшин, В.Ш., Кулешова, Л.С., Якупов, Р.Ф., Вагизов, А.М. (2021). Результаты оптимизации системы разработки и повышения эффективности выработки запасов карбонатных отложений турнейского яруса Четырманского месторождения. *SOCAR Proceedings*, SI2, 2, 131-142.
9. Кулешова, Л.С., Фаттахов, И.Г., Султанов, Ш.Х., Рабаев, Р.У., Мухаметшин, В.В., Сираева, Г.М. (2021). Опыт проведения многозонного кислотного ГРП на месторождении ПАО «Татнефть». *SOCAR Proceedings*, SI1, 68-76.
10. Мухаметшин, В.В. (2021). Повышение эффективности управления разработкой залежей Западно-Сибирской нефтегазональной провинции на основе дифференциации и группирования. *Геология и геофизика*, 62(12), 1672-1685.
11. Велиев, Э.Ф. (2020). Обзор современных методов увеличения нефтеотдачи пласта с применением потокоотклоняющих технологий. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.
12. Рабаев, Р.У., Чибисов, А.В., Котенев, А.Ю., Котенев, М.Ю., Дубинский, Г.С., Мухаметшин, В.Ш., Ефимов, Е.Р. (2021). Математическое моделирование растворения карбонатных коллекторов и прогнозирование эффективности регулируемой солянокислотного воздействия. *SOCAR Proceedings*, 2, 40-46.
13. Ахметов, Р.Т., Маляренко, А.М., Кулешова, Л.С., Мухаметшин, В.В., Сафиуллина, А.Р. (2021). Количественная оценка гидравлической извилистости коллекторов нефти и газа Западной Сибири на основе капилляриметрических исследований. *SOCAR Proceedings*, 2, 77-84.
14. Велиев, Э.Ф. (2021). Применение амфифильных блок-полимерных систем для эмульсионного заводнения пласта. *SOCAR Proceedings*, 3, 78-86.
15. Хакимзянов, И.Н., Мухаметшин, В.Ш., Бахтизин, Р.Н., Лифантьев, А.В., Шещириков, Р.И. (2021). Обоснование необходимости учета интерференции между скважинами при разряжении сетки скважин на пашийском горизонте Бавлинского месторождения. *SOCAR Proceedings*, SI1, 77-87.
16. 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.
17. Мухаметшин, В.В., Бахтизин, Р.Н., Кулешова, Л.С., Стабинкас, А.П., Сафиуллина, А.Р. (2021). Скрининг и оценка условий эффективного применения методов увеличения нефтеотдачи высокообводненных залежей с трудноизвлекаемыми запасами. *SOCAR Proceedings*, SI2, 48-56.
18. Муслимов, Р.Х. (2005). Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности. Казань: ФЭН.
19. Гасумов, Э.Р., Гасумов, Р.А. (2020). Управление инновационными рисками при выполнении геолого-технических (технологических) мероприятий на нефтегазовых месторождениях. *SOCAR Proceedings*, 2, 8-16.
20. 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.
21. Грищенко, В.А., Позднякова, Т.В., Мухамадиев, Б.М., Мухаметшин, В.В., Бахтизин, Р.Н., Кулешова, Л.С.,

- Якупов, Р.Ф. (2021). Повышение эффективности разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах на примере турнейского яруса. *SOCAR Proceedings*, SI1, 238-247.
22. Каналин, В.Г., Капралова, М.К. (1981). Исследование изменения коэффициента продуктивности при разработке залежей нефти Западной Сибири. *Нефтепромысловое дело*, 11, 10-12.
23. Аббасов, А.А., Аббасов, Э.М., Исмаилов, Ш.З., Сулейманов, А.А. (2021). Оценка эффективности процесса заводнения нефтяных пластов на основе емкостно-резистивной модели с нелинейным коэффициентом продуктивности. *SOCAR Proceedings*, 3, 45-53.
24. Грищенко, В.А., Рабаев, Р.У., Асылгареев, И.Н., Мухаметшин, В.Ш., Якупов, Р.Ф. (2021). Методический подход к определению оптимальных геолого-технологических характеристик при планировании ГРП на многопластовых объектах. *SOCAR Proceedings*, SI2, 182-191.
25. Грищенко, В.А., Асылгареев, И.Н., Бахтизин, Р.Н., Мухаметшин, В.В., Якупов, Р.Ф. (2021). Методический подход к мониторингу эффективности использования ресурсной базы при разработке нефтяных месторождений. *SOCAR Proceedings*, SI2, 229-237.
26. Ибатуллин, Р.Р. (2011). Технологические процессы разработки нефтяных месторождений. *Москва: ОАО «ВНИИОЭНГ»*.
27. Mardashov, D.V., Rogachev, M.K., Zeigman, Yu.V., Mukhametshin, V.V. (2021). Well killing technology before workover operation in complicated conditions. *Energies*, 14(3), 654, 1-15.
28. Yakupov, R.F., Mukhametshin, V.Sh., Tyncherov, K.T. (2018). Filtration model of oil coning in a bottom water-drive reservoir. *Periodico Tche Quimica*, 15(30), 725-733.
29. Дмитриевский, А.Н., Еремин, Н.А., Шабалин, Н.А. (2018). Углеводородный потенциал Арктической зоны Сибирской платформы. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 1, 4-10.
30. Конторович, А.Э., Эдер, Л.В. (2020). Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации. Минеральные ресурсы России. *Экономика и управление*, 5, 8-17.
31. Дмитриевский, А.Н. (2017). Ресурсно-инновационная стратегия развития экономики России. *Нефтяное хозяйство*, 5, 6-7.
32. Мухаметшин, В.Ш., Зейгман, Ю.В., Андреев, А.В. (2017). Экспресс-оценка потенциала добывных возможностей залежей для определения эффективности применения нанотехнологий и необходимости стимулирования ввода их в разработку. *Нанотехнологии в строительстве*, 9(3), 20-34.
33. Хузин, Р.Р., Бахтизин, Р.Н., Андреев, В.Е., Кулешова, Л.С., Мухаметшин, В.В., Султанов, Ш.Х. (2021). Интенсификация добычи нефти методом гидравлического сжатия пласта. *SOCAR Proceedings*, SI1, 98-108.
34. Шустеф, И.Н. (1988). Геологические основы технологических решений в разработке нефтяных месторождений. *Москва: Недра*.
35. Каналин, В.Г. (1984). Интерпретация геолого-промысловой информации при разработке нефтяных месторождений. *Москва: Недра*.
36. Фаттахов, И.Г., Кулешова, Л.С., Бахтизин, Р.Н., Мухаметшин, В.В., Кочетков, А.В. (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.
37. Шустеф, И.Н. (1976). О зависимости нефтеотдачи от продуктивности и гидропроводности пластов. *Нефтегазовая геология и геофизика*, 8, 15-16.
38. Хисамутдинов, Н.И., Хасанов, М.М., Ибрагимов, Г.З., Телин и др. (1997). Влияние техногенных факторов на физико-гидродинамические характеристики и технологические процессы добычи нефти. *Нефтепромысловое дело*, 12, 2-10.
39. Мухаметшин, В.Ш., Хакимзянов, 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.
40. 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.
41. Поплыгин, В.В. (2011). Динамика продуктивности добывающих скважин при высокой газонасыщенности пластовой нефти. *Нефтяное хозяйство*, 10, 28-29.
42. 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.
43. Ивахненко, А.Г., Зайченко, Ю.П., Димитров, В.Д. (1976). Принятие решения на основе самоорганизации. *Москва: Сов. Радио*.
44. Андреев, А.В., Мухаметшин, В.Ш., Котенёв, Ю.А. (2016). Прогнозирование продуктивности залежей в карбонатных коллекторах с трудноизвлекаемыми запасами. *SOCAR Proceedings*, 3, 40-45.

## References

1. Economides, J.M., Nolte, K.I. (2000). Reservoir stimulation. *West Sussex, England: John Wiley and Sons.*
2. 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.
3. 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.
4. Veliyev, E.F. (2020). Mechanisms of Polymer Retention in Porous Media. *SOCAR Proceedings, 3*, 126-134.
5. 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.
6. Muslimov, R.Kh. (2014). Oil recovery: past, present, future (production optimization, maximization of oil recovery). *Kazan: FEN.*
7. 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.
8. 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.
9. 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.
10. 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.
11. Veliyev, E.F. (2020). Review of modern in-situ fluid diversion technologies. *SOCAR Proceedings, 2*, 50-66.
12. 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.
13. 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.
14. Veliyev, E.F. (2021). Application of amphiphilic block-polymer system for emulsion flooding. *SOCAR Proceedings, 3*, 78-86.
15. Khakimzyanov, I.N., Mukhametshin, V.Sh., Bakhtizin, R.N., et al (2021). Justification of necessity to consider well interference in the process of well pattern widening in the Bavlinskoye oil field pashiyan formation. *SOCAR Proceedings, SI1*, 77-87.
16. Veliyev, E.F. (2021). Polymer dispersed system for in-situ fluid diversion. Prospecting and development of oil and gas fields, 1(78), 61–72.
17. 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.
18. Muslimov, R.Kh. (2005). Modern methods of oil recovery increasing: design, optimization and performance evaluation. *Kazan: FEN Publ.*
19. 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.
20. 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.
21. Grishchenko, V.A., Pozdnyakova, T.V., Mukhamadiyev, B.M., et al. (2021). Improving the carbonate reservoirs development efficiency on the example of the tournaisian sage deposits. *SOCAR Proceedings, SI2*, 238-247.
22. Kanalin, V.G. Kapralova, M.K. (1981). Investigation of changes in the productivity coefficient during the development of oil deposits in Western Siberia. *Oilfield Engineering, 11*, 10–12.
23. Abbasov, A.A., Abbasov, E.M., Ismayilov, Sh.Z., Suleymanov, A.A. (2021). Waterflooding efficiency estimation using capacitance-resistance model with non-linear productivity index. *SOCAR Proceedings, 3*, 45-53.
24. 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.
25. 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.
26. Ibatullin, R.R. (2011). Technological processes of oil field development. *Moscow: JSC «VNIOENG».*
27. Mardashov, D.V., Rogachev, M.K., Zeigman, Yu.V., Mukhametshin, V.V. (2021). Well killing technology before workover operation in complicated conditions. *Energies, 14(3)*, 654, 1-15.
28. Yakupov, R.F., Mukhametshin, V.Sh., Tyncherov, K.T. (2018). Filtration model of oil coning in a bottom water-drive reservoir. *Periodico Tche Quimica, 15(30)*, 725-733.
29. Dmitrievsky, A.N., Eremin, N.A., Shabalin, N.A. (2018). Hydrocarbon potential of the Arctic zone of the Siberian platform. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 1*, 4–10.

30. Kontorovich, A.E., Eder, L.V. A new paradigm of the development strategy for the mineral resource base of the oil producing industry in the Russian Federation. *Mineral resources of Russia. Economics and Management*, 5, 8–17.
31. Dmitrievsky, A.N. (2017). Resource-innovative strategy for the development of the Russian economy. *Oil Industry*, 5, 6-7.
32. Mukhametshin, V.Sh., Zeigman, Yu.V., Andreev, A.V. (2017). Rapid assessment of deposit production capacity for determination of nanotechnologies application efficiency and necessity to stimulate their development. *Nanotechnologies in Construction*, 9(3), 20–34.
33. 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.
34. Shustef, I.N. (1988). Geological foundations of technological solutions in the development of oil fields. *Moscow: Nedra*.
35. Kanalin, V.G. (1984). Interpretation of geological and field information in the development of oil fields. *Moscow: Nedra*.
36. 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.
37. Shustef, I.N. (1976). On the dependence of oil recovery on the productivity and hydroconductivity of reservoirs. *Oil and Gas Geology and Geophysics*, 8, 15-16.
38. Khasamutdinov, N.I., Khasanov, M.M., Ibragimov, G.Z., et al. (1997). The influence of technogenic factors on the physico-hydrodynamic characteristics and technological processes of oil production. *Oilfield Engineering*, 12, 2-10.
39. 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.
40. 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.
41. Poplygin, V.V. (2011). Dynamics of the wells productivity in case of the high gas saturation of the oil. *Oil Industry*, 10, 28–29.
42. 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.
43. Ivakhnenko, A.G., Zaichenko, Yu.P., Dimitrov, V.D. (1976). Decision-making based on self-organization. *Moscow: Sov. Radio*.
44. Andreev, A.V., Mukhametshin, V.Sh., Kotenev, Yu.A. (2016). Deposit productivity forecast in carbonate reservoirs with hard to recover reserves. *SOCAR Proceedings*, 3, 40-45.

## Оценка и использование коэффициента продуктивности для решения задач управления разработкой

*Л.С. Кулешова, В.Ш. Мухаметшин, Р.У. Рабаев, Ш.Х. Султанов,  
Р.Р. Степанова, Д.И. Кобица*

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

### Реферат

Показано, что в условиях карбонатных низкопродуктивных залежей с трудноизвлекаемыми запасами, приуроченных к отложениям среднего карбона Бирской седловины и Пермско-Башкирского свода Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, коэффициент продуктивности, определенный в период стабилизации дебита скважин после освоения, во многом определяет конечные технологические показатели разработки. Предложены геолого-статистические модели, позволяющие определять значения продуктивности в наибольшей мере отражающие реальные свойства пласта в точке вскрытия его скважиной. Полученные результаты позволяют оценивать эффективность мероприятий, направленных на повышение эффективности принимаемых управляющих решений с целью достижения максимальной отдачи активов нефтяных компаний.

**Ключевые слова:** коэффициент продуктивности; геолого-статистические модели; эмпирические базовые модели; коэффициент извлечения нефти; геолого-физические параметры; технологические показатели разработки.

## İşlənmənin idarə edilməsi məsələlərinin həlli üçün məhsuldarlıq əmsalının qiymətləndirilməsi və istifadəsi

*L.S. Kuleşova, V.Ş. Muxametşin, R.U. Rabayev, Ş.X. Sultanov, R.R. Stepanova, D.I. Kobişa*  
Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti, Ufa, Rusiya

### Xülasə

Göstərilmişdir ki, Volqa-Ural neftli-qazlı əyalətinin Birsq çökəkliyi və Perm-Başqırd yəhərinin Orta Karbon çöküntülərinə aid, çətin çıxarılabilən ehtiyatları olan aşağı məhsuldar karbonat yataqları şəraitində quyunun mənimlənməsindən sonra debitin sabitləşməsi dövründə müəyyən edilən məhsuldarlıq əmsalı əsasən son texnoloji işlənmə göstəricilərini müəyyən edir. Layın quyu ilə açılma nöqtəsində onun real xassələrini əks etdirən məhsuldarlıq qiymətlərini maksimum dərəcədə müəyyən etməyə imkan verən geoloji-statistik modellər təklif olunmuşdur. Əldə olunan nəticələr neft şirkətlərinin aktivlərinin maksimum gəlirliliyinə nail olunması üçün qəbul edilmiş idarəedici qərarların səmərəliliyinin artırılmasına yönəldilmiş tədbirlərin effektivliyini qiymətləndirməyə imkan verir.

**Açar sözlər:** məhsuldarlıq əmsalı; geoloji-statistik modellər; empirik baza modelləri; neftçixartma əmsalı; geoloji-fiziki parametrlər; işlənmənin texnoloji göstəriciləri.