

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2026.3.81-94>

EDN YGUBMY

УДК 622.276.031.011.431.3

**Методика экспресс-построения водонасыщенности
по J-функции Леверетта для задач гидродинамического
моделирования многопластовых месторождений**

Кузьмина Е.В., Кадяев С.А., Газизова Д.М.

Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина,

Альметьевск, Россия

Альметьевский государственный технологический университет

«Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия

**Method for express water saturation modeling using the Leverett
J-function for reservoir simulation of multilayer oilfields**

E.V. Kuzmina, S.A. Kadyaev, D.M. Gazizova

TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT, Almetievsk, Russia

Almetyevsk State Technological University – Higher School of Petroleum, Almetyevsk, Russia

E-mail: KuzminaEV@tatneft.tatar

Аннотация. В статье представлена методика экспресс-построения куба водонасыщенности на основе J-функции Леверетта для задач гидродинамического моделирования многопластовых и многозалежных месторождений. Предлагаемый подход использует регионально-дифференцированные таблицы капиллярного давления, полученные по результатам капиллярометрических исследований кернового материала, и позволяет учитывать неоднородность фильтрационно-ёмкостных свойств коллекторов, а также изменчивость физико-химических свойств флюидов в различных эксплуатационных объектах. Основное преимущество методики – высокая скорость расчёта: полный цикл, включая построение куба водонасыщенности, оценку начальных геологических и подвижных запасов нефти, занимает около 15 сек, что более чем в 100 раз быстрее стандартной процедуры инициализации модели. Сопоставление результатов с данными геофизических исследований скважин и инициализированной моделью подтверждает достоверность получаемых распределений. Методика открывает возможности для

многовариантных расчётов и количественной оценки неопределённостей при подсчёте запасов.

Ключевые слова: *J-функция Леверетта, водонасыщенность, капиллярное давление, гидродинамическое моделирование, оценка запасов нефти, многопластовое месторождение*

Для цитирования: Кузьмина Е.В., Кадыев С.А., Газизова Д.М. Методика экспресс-построения водонасыщенности по J-функции Леверетта для задач гидродинамического моделирования многопластовых месторождений // Нефтяная провинция.-2026.-№3(47).-С. 81-94. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.3.81-94>. - EDN YGUBMY

Abstract. This paper presents a method for express water saturation cube generation based on the Leverett J-function for reservoir simulation of multilayer and multipay oilfields. The proposed approach uses region-specific tables of capillary pressure obtained as a result of capillarimetric studies of core material and allows consideration of the heterogeneity of reservoir properties as well as variability of physical and chemical properties of fluids in various production zones. The main advantage of the proposed method is a high calculation speed – a full cycle including water saturation cube generation, evaluation of initial oil-in-place and mobile oil, takes about 15 s, which is more than 100 times faster than the standard model initialization. The comparison of the results with well log data and the initialized model confirmed the validity of the obtained distributions. The method enables multivariate calculations and quantitative uncertainty estimation in reserve assessment.

Key words: *Leverett J-function, water saturation, capillary pressure, reservoir simulation, oil reserve assessment, multilayer oilfield*

For citation: E.V. Kuzmina, S.A. Kadyaev, D.M. Gazizova Metodika ekspress-postroyeniya vodonasyschennosti po J-funktsii Leveretta dlya zadach gidrodinamicheskogo modelirovaniya mnogoplastovykh mestorozhdeniy [Method for express water saturation modeling using the Leverett J-function for reservoir simulation of multilayer oilfields]. Neftyanaya Provintsiya, No. 3(47), 2026. pp. 81-94. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.3.81-94>. EDN YGUBMY (in Russian)

Введение

Одним из ключевых этапов построения фильтрационной модели является корректное задание начального распределения водонасыщенности [1, 2]. Насыщенность определяет объём подвижной нефти в пласте и, следовательно, напрямую влияет на оценку запасов и прогнозные показатели разработки [3]. Для многопластовых и многозалежных месторождений эта задача многократно усложняется вследствие значительной литолого-фациальной неоднородности разреза, различий в фильтрационно-ёмкостных

свойствах (ФЕС) продуктивных пластов и изменчивости физико-химических свойств флюидов [4].

Традиционные подходы к определению водонасыщенности, основанные на петрофизических моделях (методика Арчи – Дахнова), требуют наличия представительного объёма скважинных данных и не всегда позволяют получить достоверное пространственное распределение насыщенности в межскважинном пространстве [5]. Альтернативным подходом является использование J-функции Леверетта, которая позволяет обобщить капиллярные кривые для различных типов пород и привести их к единой безразмерной зависимости [6].

В настоящей работе предлагается методика экспресс-построения куба водонасыщенности на основе J-функции Леверетта, ориентированная на задачи гидродинамического моделирования многопластовых месторождений. Основное преимущество методики – высокая скорость расчёта при сопоставимой с инициализацией модели точности.

Теоретические основы

J-функция Леверетта

J-функция Леверетта представляет собой безразмерную характеристику капиллярного давления, позволяющую коррелировать данные капиллярметрии для образцов пород с различными проницаемостью и пористостью [6]. Функция определяется следующим образом (1):

$$J(S_w) = \frac{P_c(S_w)}{\sigma \cdot \cos \theta} \sqrt{\frac{k}{\varphi}}, \quad (1)$$

где $P_c(S_w)$ – капиллярное давление при водонасыщенности S_w , Па; k – абсолютная проницаемость, мДа; φ – пористость, д.ед.; σ – межфазное поверхностное натяжение, Н/м; θ – краевой угол смачивания.

Основное свойство J-функции заключается в том, что для данного типа пород и фиксированной водонасыщенности её значение остаётся

постоянным независимо от индивидуальных ФЕС образца [6, 7]. Это позволяет объединять капиллярные кривые, полученные для разных образцов, в единую обобщённую кривую (2)

$$J = f(S_{wn}), \quad (2)$$

где S_{wn} – нормированная водонасыщенность.

Расчёт капиллярного давления

Для каждой ячейки модели капиллярное давление в системе нефть – вода может быть определено через высоту над уровнем свободной воды (FWL) и разность плотностей фаз [8]:

$$P_c = H_{FWL} \cdot g \cdot (\rho_w - \rho_o), \quad (3)$$

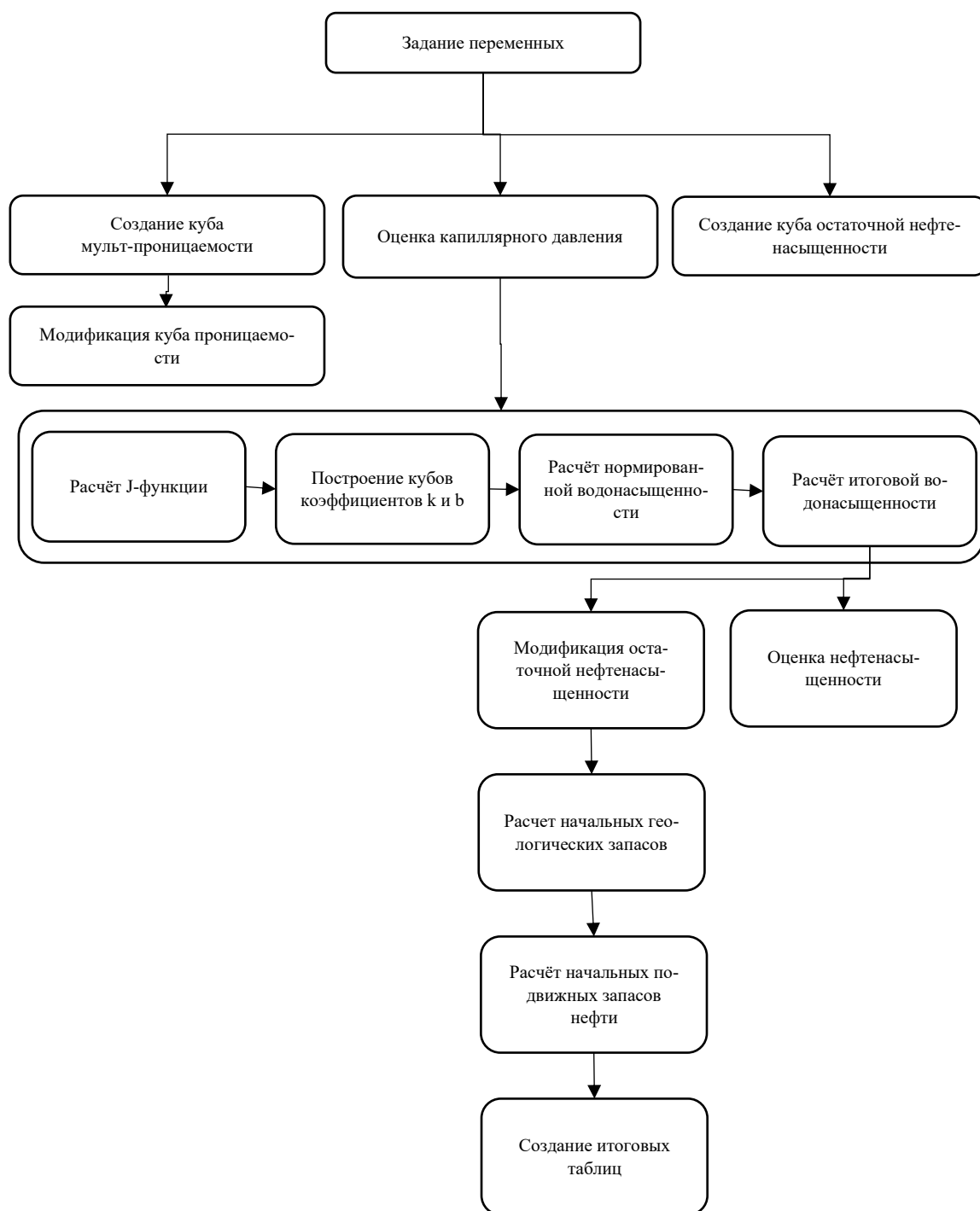
где H_{fwl} – расстояние над уровнем свободной воды; g – ускорение свободного падения; ρ_w и ρ_o – плотность воды и нефти в пластовых условиях соответственно [9].

Описание методики

Разработанная методика реализована в виде программного алгоритма, блок-схема которого представлена на рис. 1. Далее последовательно рассматриваются основные этапы расчёта с указанием соответствующих фрагментов кода.

```
dens_oil_res = [878, 879, 879, 879]
dens_wat_res = [1164, 1169, 1164, 1164]
sigma = [10, 10, 10, 10]
```

Для каждого региона задаётся собственная таблица $J = f(S_{wn})$, полученная по результатам капиллярметрических исследований керн (Рис. 2).



**Рис. 1. Блок-схема алгоритма построения водонасыщенности по J-функции
Левретта**

Этап 1. Подготовка исходных данных

На первом этапе задаются регионально-дифференцированные параметры: плотность нефти и воды в пластовых условиях, поверхностное натяжение на границе нефть – вода, а также таблицы зависимости J-функции от

нормированной водонасыщенности для каждого эксплуатационного объекта [9, 10]:

$\text{dens_oil_res} = [878, 879, 879, 879]$

$\text{dens_wat_res} = [1164, 1169, 1164, 1164]$

$\text{sigma} = [10, 10, 10, 10]$

Для каждого региона задаётся собственная таблица $J = f(S_{wn})$, полученная по результатам капиллярметрических исследований керна (Рис. 2).

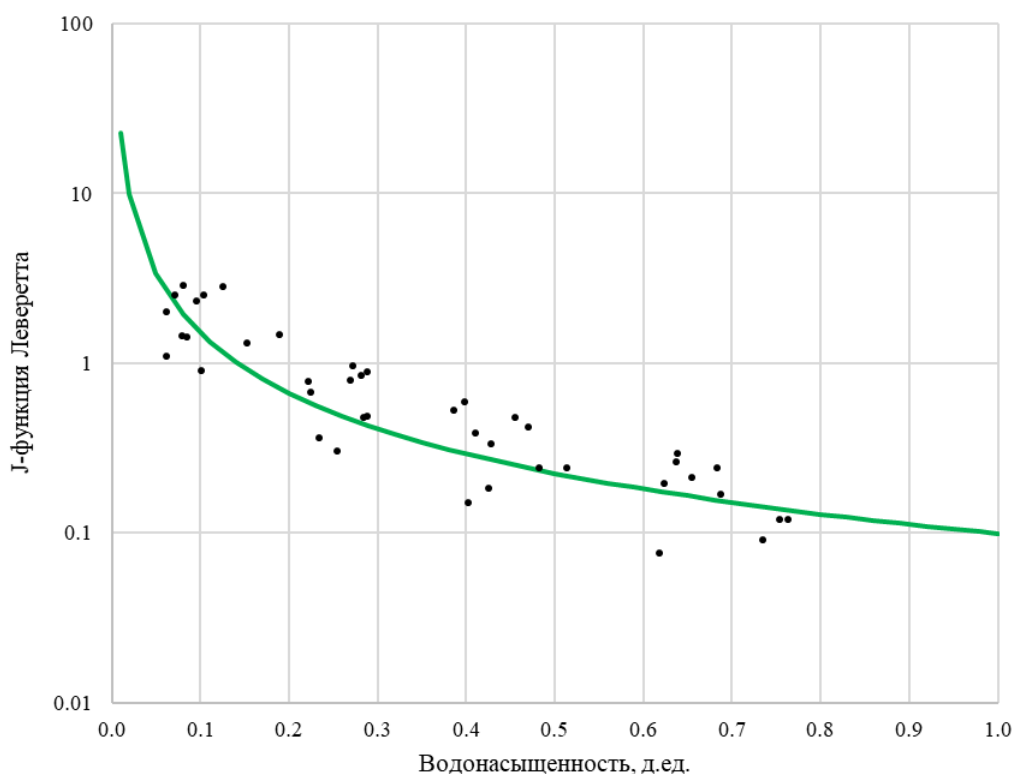


Рис. 2. Зависимость J-функции Леверетта от нормированной водонасыщенности по данным керновых исследований

Этап 2. Модификация куба проницаемости

Для учёта региональной неоднородности проницаемости, полученной по ГДИС, выполняется масштабирование куба проницаемости. Проницаемость, полученная на основе лабораторных исследований на керне, не учитывает микротрещиноватость пласта. Таким образом, по данным ГДИС с помощью региональных мультипликаторов проницаемости корректируется куб в пределах залежи:

```
Perm_mod = "Perm*mult_Jperm"
```

Региональный мультипликатор определяется на основе куба EQLNUM (индексации регионов) и таблицы соответствия:

```
str_calc = f" if {base_cube_name}==-999 then -999 \n "
```

```
for i in tabb.index:
```

```
    str_calc = str_calc + f"elseif {base_cube_name}=={i} then  
{float(tabb.loc[i, prop_col_name])} \n "
```

```
str_calc = str_calc + "endif"
```

Этап 3. Расчёт капиллярного давления

Капиллярное давление вычисляется для каждой ячейки с учётом региональных плотностей флюидов и куба расстояния над уровнем свободной воды [8]:

```
Pc_calc = "
```

```
for s in range(len(dens_oil_res)):
```

```
    Pc_calc += f'if(Region=={s+1}, {H_FWL}*9.81*({dens_wat_res[s]}-  
{dens_oil_res[s]})*10^-5, '
```

```
Pc_calc += '0' + ')*len(dens_oil_res)
```

Этап 4. Расчёт J-функции

На основе полученного капиллярного давления, модифицированной проницаемости и пористости для каждой ячейки вычисляется значение J-функции [6, 11]:

```
J_formula = "
```

```
for s in range(len(sigma)):
```

```
    J_formula += f'if(Region=={s+1},  
3.1415*{Pc_calc}*sqrt({Perm}/{Poro})/{sigma[s]}, '
```

```
J_formula += '0' + ')*len(sigma)
```

Этап 5. Расчёт коэффициентов k и b

Для аппроксимации зависимости $S_{wn} = f(J)$ выполняется кусочно-линейная интерполяция табличных данных [12]. Кусочно-линейная интерполяция заложена в программный код и позволяет ускорить расчёт водонасыщенности при минимальной погрешности. Интервал аппроксимации подбирается автоматически на основе скорости изменения функции. Для каждого интервала таблицы вычисляются коэффициенты k (наклон) и b (свободный член):

```
for i in range(df.shape[0]-1):
    k = (df.Pc[i+1] - df.Pc[i])/(df.Swn[i+1]-df.Swn[i])
    b = df.Pc[i] - df.Swn[i]*(df.Pc[i+1]-df.Pc[i])/(df.Swn[i+1]-df.Swn[i])
```

Формируются выражения для расчёта кубов коэффициентов с учётом региональной привязки:

```
k_str = f'if(Region=={t+1} & {J_grid_name}>{df.Pc[0]}, 0, '
b_str = f'if(Region=={t+1} & {J_grid_name}>{df.Pc[0]}, {J_grid_name} - {df.Pc[0]}, '
```

Этап 6. Расчёт нормированной водонасыщенности

Нормированная водонасыщенность S_{wn} определяется по формуле:

$$S_{wn} = \max \left(\min \left(\frac{J-b}{k}, 1 \right), 0 \right), \quad (4)$$

что в программной реализации соответствует

```
Swn_formula = f'if( {J_grid_name} == 0, 1, max(min(({J_grid_name} - {b_grid_name})/({k_grid_name}),1),0))'
```

Этап 7. Расчёт итоговой водонасыщенности

Финальное значение водонасыщенности рассчитывается через нормированную водонасыщенность и куб минимальной (связанной) водонасыщенности S_{wirr} [10, 13]:

$$S_w = S_{wirr} + (1 - S_{wirr}) \cdot S_{wn}. \quad (5)$$

Результат сопоставления расчётного куба водонасыщенности с данными геофизических исследований скважин (ГИС) и кубом после инициализации модели представлен на рис. 3 и 4.

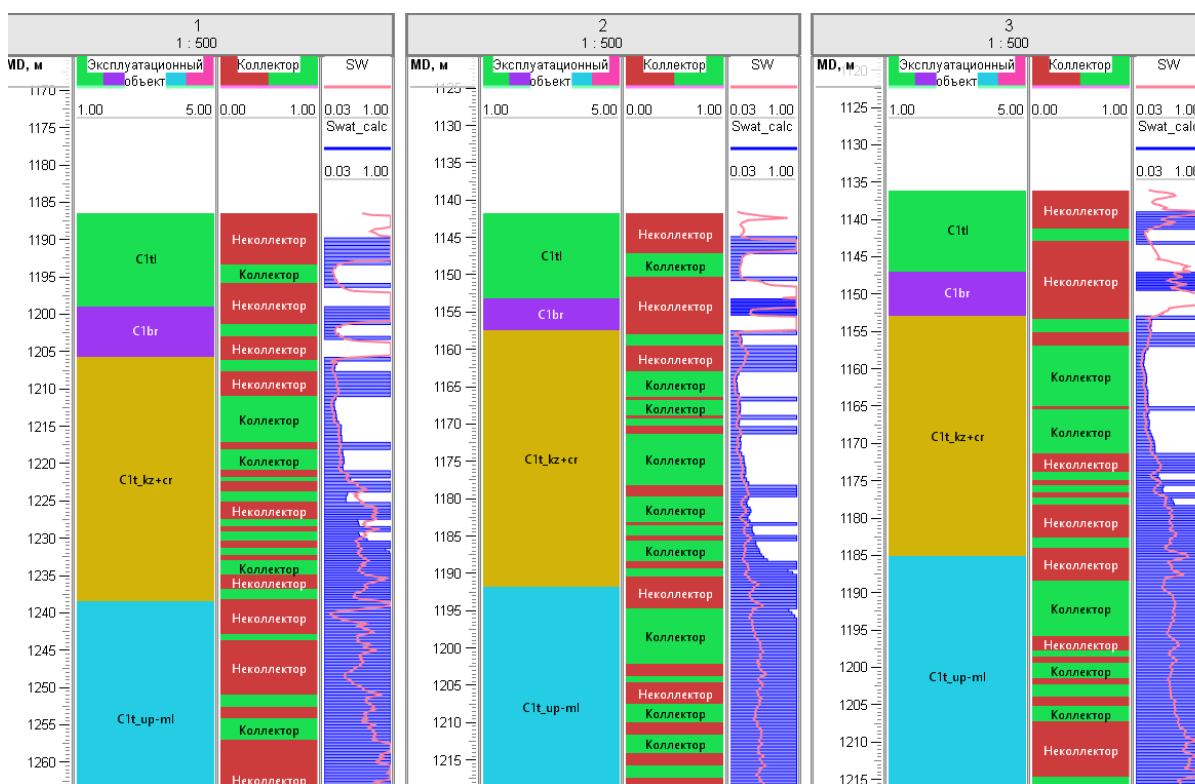


Рис. 3. Сопоставление результирующего куба водонасыщенности с данными ГИС

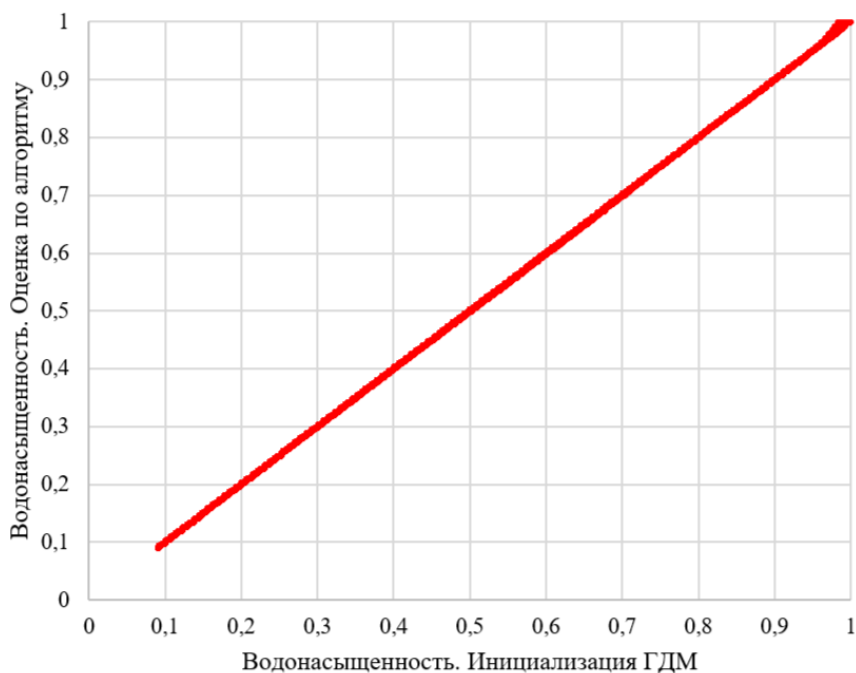


Рис. 4. Сопоставление расчётного куба водонасыщенности с кубом водонасыщенности после инициализации фильтрационной модели

Этап 8. Модификация остаточной нефтенасыщенности

Остаточная нефтенасыщенность из-за различия проницаемости, полученной в лаборатории на керне и проницаемости по ГДИС, корректируется с использованием региональных мультипликаторов в пределах залежи с ограничением снизу значением связанной водонасыщенности [7, 10]:

```
Sowcr_mod = "
for s in range(len(mult_sowcr)):
    Sowcr_mod += if(Region=={s+1}, if(1-
{Sowcr}*{mult_sowcr[s]}<{Swl},{Swl},{Sowcr}*{mult_sowcr[s]}), '
Sowcr_mod += '0' + ')*len(mult_sowcr)
```

Этап 9. Расчёт начальных запасов нефти

Начальные геологические запасы (*OIP*) и подвижные запасы (*MOIP*) рассчитываются по формулам [3, 13]

$$OIP = S_o \cdot PORV \cdot \frac{\rho_o}{B_o}, \quad (6)$$

$$MOIP = (S_o - S_{or}) \cdot PORV \cdot \frac{\rho_o}{B_o}, \quad (7)$$

где $S_o = 1 - S_w$ – нефтенасыщенность; $PORV$ – поровый объём; ρ_o – плотность нефти в поверхностных условиях; B – объёмный коэффициент нефти.

Сравнительный анализ производительности

Ключевым преимуществом предложенной методики является высокая скорость вычислений. Полный цикл расчёта, включающий построение куба водонасыщенности, расчёт начальных геологических и подвижных запасов, формирование итоговых таблиц, занимает около **15 сек.** Для сравнения, стандартная процедура инициализации фильтрационной модели (включая расчёт равновесных насыщенных и давлений) требует порядка **25 мин.** Расчёты проводились на примере гидродинамической модели нефтяного месторождения Республики Татарстан нижнего карбона. Размер блоков ГДМ направлению i составляет 25 м, по направлению j – 25 м,

по направлению $k = 0,44$ м. Количество активных блоков – 19 млн. Таким образом, ускорение составляет более чем в 100 раз.

Такая производительность достигается за счёт:

- 1) использования аналитических формул вместо итерационных схем;
- 2) применения кусочно-линейной интерполяции табличных данных;
- 3) отсутствия необходимости в решении систем уравнений;
- 4) эффективной реализации вычислений на уровне сеточных операций.

Высокое быстродействие методики позволяет выполнять многовариантные расчёты при подборе параметров J-функции и оперативно оценивать чувствительность запасов к различным вариантам задания капиллярных кривых [12, 13].

Результаты и обсуждение

Сопоставление расчётного куба водонасыщенности с данными ГИС (Рис. 3) демонстрирует хорошую сходимость результатов: среднее относительное отклонение не превышает 0,03 % для основного количества ячеек. Наибольшие расхождения наблюдаются в переходной зоне до 1 %, что связано с естественной неопределённостью задания положения уровня свободной воды и вариабельностью капиллярных свойств [8, 11].

Сравнение расчётного куба водонасыщенности с кубом, полученным после инициализации модели (Рис. 4), показывает, что предлагаемая методика даёт результаты, близкие к результатам полной инициализации, при этом не требует значительных вычислительных затрат.

Предложенный подход позволяет:

- оперативно оценивать начальные геологические и подвижные запасы нефти для различных вариантов геологического строения [3, 13];
- проводить количественную оценку влияния неопределённости параметров J-функции на распределение насыщенности [9, 10];

- сократить время на подготовку исходных данных для гидродинамического моделирования;
- выполнять расчёты для месторождений с большим количеством продуктивных пластов и залежей.

Заключение

Разработанная методика экспресс-построения водонасыщенности на основе J-функции Леверетта является эффективным инструментом для задач гидродинамического моделирования многопластовых и многозалежных месторождений. Основные результаты работы:

1. Предложен алгоритм, позволяющий за 15 сек выполнять расчёт куба водонасыщенности и оценку начальных запасов нефти, что более чем в 100 раз быстрее стандартной процедуры инициализации модели.
2. Методика учитывает региональную неоднородность ФЕС и физико-химических параметров флюидов, что особенно важно для сложнопостроенных многопластовых объектов.
3. Сопоставление с данными ГИС и результатами полной инициализации подтверждает достоверность получаемых распределений водонасыщенности.
4. Высокое быстродействие методики открывает возможности для многовариантных расчётов и количественной оценки неопределённостей при подсчёте запасов.

Дальнейшее развитие методики может быть связано с учётом гистерезисных эффектов капиллярного давления и интеграцией с алгоритмами автоматической адаптации параметров J-функции по промысловым данным.

Список литературы

1. Amyx J.W., Bass D.M., Whiting R.L. Petroleum Reservoir Engineering: Physical Properties. – Columbus : McGraw-Hill, 1960. – 610 p.
2. Tiab D., Donaldson E.C. Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties. – 4rd ed. – Oxford : Gulf Professional Pub., 2015. – 918 p.
3. Ahmed T. Reservoir Engineering Handbook. – 5th ed. – Oxford : Gulf Professional Publishing, 2018. – 1524 p.
4. Dandekar A.Y. Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties. – Boca Raton : CRC Press, 2013. – 522 p.
5. Honarpour M., Koederitz L., Harvey A.H. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs. — Boca Raton : CRC Press, 1986. – 152 p.
6. Leverett M.C. Capillary behaviour in porous solids // Transactions of the AIME. – 1941. – Vol. 142. – Pp. 152-169.
7. Lake L.W. Enhanced Oil Recovery. – Hoboken : Prentice Hall, 1989. – 550 p.
8. Dake L.P. Fundamentals of Reservoir Engineering. – Amsterdam : Elsevier, 1978. – 443 p.
9. Антипин Я.О. Трехмерное геологическое моделирование нефтенасыщенности залежей продуктивных пластов на основе J-функции Леверетта // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 1. – С. 7-10.
10. Гималтдинова А.Ф., Калмыков Г.А., Топунова Г.Г. Оценка нефтенасыщенности по методике Леверетта // Вестник Московского университета. Сер. 4. Геология. – 2011. – № 4. – С. 72-75.
11. Brooks R.H., Corey A.T. Hydraulic properties of porous media // Hydrology Papers. – Fort Collins : Colorado State University, 1964. – № 3. – 27 p.
12. Capillary Pressure Correlation for Mixed-Wet Reservoirs / S.M. Skjaeveland [et al.] // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2000. – Vol. 3, №. 1. – Pp. 60–67.
13. Cosentino L. Integrated Reservoir Studies. – Paris : Editions Technip, 2001. – 310 p.

References

1. Amyx J.W., Bass D.M., Whiting R.L. Petroleum Reservoir Engineering: Physical Properties. – Columbus : McGraw-Hill, 1960. – 610 p.
2. Tiab D., Donaldson E.C. Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties. – 4rd ed. – Oxford : Gulf Professional Pub., 2015. – 918 p.
3. Ahmed T. Reservoir Engineering Handbook. – 5th ed. – Oxford : Gulf Professional Publishing, 2018. – 1524 p.
4. Dandekar A.Y. Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties. – Boca Raton : CRC Press, 2013. – 522 p.
5. Honarpour M., Koederitz L., Harvey A.H. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs. — Boca Raton : CRC Press, 1986. – 152 p.
6. Leverett M.C. Capillary behaviour in porous solids // Transactions of the AIME. – 1941. – Vol. 142. – Pp. 152-169.
7. Lake L.W. Enhanced Oil Recovery. – Hoboken : Prentice Hall, 1989. – 550 p.
8. Dake L.P. Fundamentals of Reservoir Engineering. – Amsterdam : Elsevier, 1978. – 443 p.
9. Antipin Ya.O. Three-dimensional geological modeling of oil saturation of productive oil reservoir based on Leverett J-function // Oil and Gas Studies. – 2016. – No. 1. – pp. 7-10. (in Russian)
10. Gimaltdinova A.F., Kalmykov G.A., Topunova G.G. Estimation of saturation by Leverett's method // Moscow University Geology Bulletin. – 2011. – No. 4. – pp. 72-75. (in Russian)
11. Brooks R.H., Corey A.T. Hydraulic properties of porous media // Hydrology Papers. – Fort Collins : Colorado State University, 1964. – № 3. – 27 p.

12. Capillary Pressure Correlation for Mixed-Wet Reservoirs / S.M. Skjaeveland [et al.] // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2000. – Vol. 3, №. 1. – Pp. 60–67.
13. Cosentino L. Integrated Reservoir Studies. – Paris : Editions Technip, 2001. – 310 p.

Сведения об авторах

Кузьмина Елизавета Витальевна, техник, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина; Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Тельмана, д. 88
E-mail: KuzminaEV@tatneft.tatar

Кадыев Сергей Александрович, главный специалист, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина; Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Тельмана, д. 88
E-mail: KadiaevSA@tatneft.ru

Газизова Диляра Марселевна, инженер 1-й категории, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Тельмана, д. 88
E-mail: GazizovaDM@tatneft.ru

Authors

E.V. Kuzmina, Technician, TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT; Almetьевsk State Technological University – Higher School of Petroleum
88 Telmana St., Almetьевsk, 423462, Russian Federation
E-mail: KuzminaEV@tatneft.tatar

S.A. Kadyaev, Chief Specialist, TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT; Almetьевsk State Technological University – Higher School of Petroleum
88 Telmana St., Almetьевsk, 423462, Russian Federation
E-mail: KadiaevSA@tatneft.ru

D.M. Gazizova, Category 1 Engineer, TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT
88 Telmana St., Almetьевsk, 423462, Russian Federation
E-mail: GazizovaDM@tatneft.ru

Статья поступила в редакцию 17.07.2026
Принята к публикации 21.09.2026
Опубликована 30.09.2026