

## Методика построения трехмерной геологической модели эффективной пористости Вуктыльского месторождения

Н.А. Скибицкая, И.О. Бурханова\*, М.Н. Большаков, О.О. Марутян, Е.Г. Доманова, Т.А. Пуго  
Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия  
E-mail: \*burhanova\_irina@mail.ru

**Аннотация.** Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение находится на завершающей стадии разработки. С целью расширения ресурсной базы месторождения проведены исследования, направленные на оценку ресурсов матричной нефти – собственной нефти месторождения, сингенетичной газонасыщенной части продуктивных отложений. Предлагаемая методика построения структурно-емкостной трехмерной модели распределения эффективной пористости изучаемого месторождения основана на анализе результатов исследования неэкстрагированного керна.

**Ключевые слова:** Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение, трехмерная геологическая модель, эффективная пористость, остаточная водонасыщенность, неэкстрагированный керн.

**Для цитирования:** Скибицкая Н.А., Бурханова И.О., Большаков М.Н., Марутян О.О., Доманова Е.Г., Пуго Т.А. Методика построения трехмерной геологической модели эффективной пористости Вуктыльского месторождения // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 2(37). С. 3–16. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art1>

### Введение

Удельный вес добычи газа все больше приходится на месторождения, находящиеся на поздних стадиях разработки. Одним из таких месторождений является Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение (ВНГКМ), открытое в 1964 г. [1].

Вуктыльское НГКМ расположено в пределах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Промышленная нефтегазоносность месторождения приурочена к каменноугольно-нижнепермским отложениям преимущественно карбонатного состава, неоднородным по фильтрационно-емкостным свойствам [2]. Утвержденные Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых (ГКЗ) балансовые запасы газа и конденсата на 01.10.1971 г. составили:

свободного газа (категории  $C_1$  и  $C_2$ ) 483,6 млрд м<sup>3</sup>, конденсата (категории  $C_1$  и  $C_2$ ) 174 млн т (см. ОТЧЕТ\*). Выработанность запасов ВНГКМ составляет 85%. Месторождение является основным источником сырья Сосногорского газоперерабатывающего завода. Расширение ресурсной базы месторождения возможно за счет оценки ресурсов матричной нефти в газонасыщенной части ВНГКМ.

---

\* ОТЧЕТ – Геологическое строение и подсчет запасов газа конденсата Вуктыльского месторождения по состоянию на 1 октября 1971 г.: Отчет о НИР / Отв. исп. П.Т. Савинкин, Б.Л. Вассерман. Ухта: Ухтинское территориальное геологическое управление, 1972. 493 с.

Важнейшим параметром, характеризующим коллекторские свойства вмещающих углеводороды пород, является эффективная пористость. Настоящая работа посвящена обоснованию связей между петрофизическими параметрами образцов керна для оценки величины коэффициента эффективной пористости пород-коллекторов Вуктыльского месторождения и построению структурно-емкостной трехмерной модели.

Предлагаемая авторами структурно-емкостная модель ВНКМ разработана на основе трехмерной (3D) геологической модели [3].

Вуктыльская структура (рис. 1) представляет собой асимметричную многокупольную высокоамплитудную антиклинальную складку, линейно вытянутую в субмеридиональном направлении. Западное крыло структуры с крутопадающими и подвернутыми породами перми-карбона осложнено взбросо-надвигом и опережающими нарушениями встречного падения. Модель разделена на пять объектов подсчета запасов: II объект ( $P_{1ar_1}-P_{1s}$ ), III объект ( $P_{1s}-P_{1a}$ ), IV объект ( $C_3-C_{2m}$ ), V объект ( $C_{2b}-C_{1s_2}$ ), VI объект ( $C_{1s_1}-C_{1al}+mh+vn$ ) и подвернутый блок.

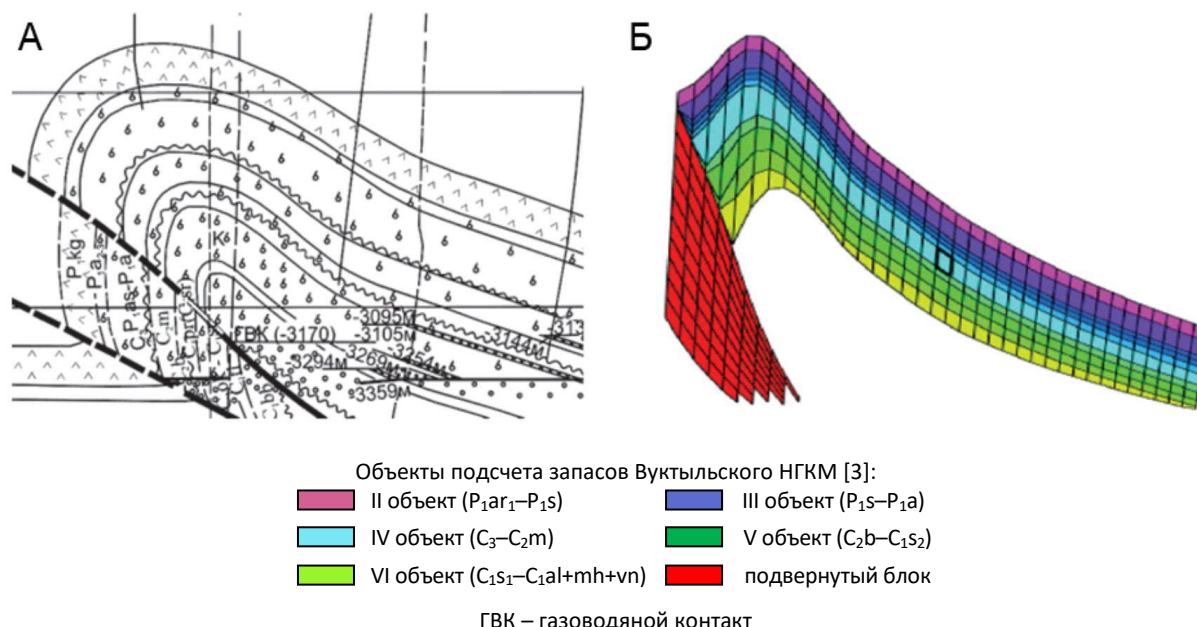


Рис. 1. Вуктыльская структура: А – поперечный разрез по априорной модели; Б – трехмерная сетка по цифровой геологической модели [3]

Коллекторы продуктивного разреза имеют сложную структуру емкостного пространства (см. ОТЧЕТ). Основные литолого-петрографические исследования отложений продуктивной толщи Вуктыльского НГКМ при подсчете запасов проводились А.В. Соломатиним, Л.Д. Максимовой и А.М. Груздевым. По типу пустотного пространства были выделены коллекторы с гранулярной емкостью (поровые), смешан-

ной (каверново-поровые) и порово-трещинной. Первые два типа относятся к высокопористым (коэффициент пористости  $K_{II} \geq 6\%$ ), третий – к низкопористым ( $K_{II} < 6\%$ ).

По другому классификационному признаку – величине фильтрационно-емкостных параметров – В.И. Сливковым, В.А. Лещенко и Н.А. Рулевым в соответствии с классификацией А.А. Ханина коллекторы разделены на три группы:

1-я группа – тонкопорово-микрокаверново-трещинные с проницаемостью менее  $0,01 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и пористостью 0,1–3%;

2-я группа – порово-микрокаверново-трещинные с проницаемостью 0,0005– $0,85 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и пористостью 3–6%;

3-я группа – трещинно-микрокаверново-поровые с проницаемостью 0,11– $4513 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и пористостью более 6%.

В процессе разработки месторождения продуктивность низкопористых (пористость от 3 до 6%) и высокопористых (свыше 6%) коллекторов была подтверждена результатами разработки.

По данным геофизических исследований скважин были выделены три основных типа коллектора:

– низкоемкий порово-трещинный ( $K_{п} < 3\%$ ),

– высокоемкий поровый ( $K_{п} \geq 6\%$ ),

– смешанный, включающий

кавернозно-поровый ( $K_{п} \geq 6\%$ ), см. ОТЧЕТ.

При подсчете запасов газа Вуктыльского НГКМ в 1971 г. в соответствии с утвержденными ГОСТ и принятыми в ГКЗ методиками [4], оценка петрофизических параметров остаточной водонасыщенности, а значит и эффективной пористости, проводилась на образцах предварительно экстрагированного керна. При одних и тех же значениях открытой пористости водоудерживающие свойства пород (остаточную водонасыщенность) и эффективную пористость, помимо структуры емкостного пространства, определяют их физико-химические характеристики [5–7]. По результатам исследований авторов экстракция образцов керна меняет физико-химические свойства пород [7], что существенно влияет на величину моделируемой в лабораторных условиях остаточной водонасыщенности. По этой причине комплексные исследования свойств

пород в настоящей работе проведены на неэкстрагированной органическими растворителями коллекции образцов.

### Материалы и методы

В Петрофизическом центре ИПНГ РАН были исследованы 398 образцов керна из продуктивных отложений Вуктыльского НГКМ [8]. Неэкстрагированный керн из продуктивных отложений месторождения изучен комплексом литолого-петрографических, петрофизических, геохимических и физико-химических методов.

На основе результатов оценки коэффициентов открытой пористости  $K_{п.о}$  методом насыщения и остаточной водонасыщенности  $K_{в.о}$  методом центрифугирования по формуле (1) были рассчитаны коэффициенты эффективной пористости  $K_{п.эф}$ :

$$K_{п.эф} = K_{п.о} (1 - K_{в.о}) = K_{п.о} - WK_{в.о}, \quad (1)$$

где  $WK_{в.о}$  – коэффициент объемной остаточной водонасыщенности.

Концентрации битумоидов оценены способом последовательной экстракции растворителями: хлороформом и спирто-бензолом. Экстракция образцов пород (4 г в порошках) проводилась по следующей схеме: хлороформом (ХБ<sub>1</sub>) – спирто-бензолом (СББ<sub>1</sub>) – хлороформом (ХБ<sub>2</sub>) – спирто-бензолом (СББ<sub>2</sub>). Далее рассчитывалось суммарное содержание битумоидов  $S_{бит}$ , накопленное в результате четырехступенчатой экстракции. Компонентный (групповой) состав битумоидов (содержание масел, смол бензольных и спирто-бензольных, асфальтенов) устанавливался методом капиллярных вытяжек с дальнейшим применением люминесцентного метода анализа.

В изученной коллекции кернa представлены, в основном, породы с  $K_{п.о}$  ниже 6% [8]. С целью повышения достоверности петрофизических связей проанализированы данные предыдущих петрофизических исследований образцов кернa Вуктыльского НГКМ, а также **для сравнения** привлечены результаты изучения образцов неэкстрагированного кернa из продуктивных карбонатных отложений Оренбургского НГКМ (ОНГКМ) пермокарбонoвого возраста.

### Результаты

При подсчете запасов газа 1971 г. величина коэффициента газонасыщенности  $K_G$ , а соответственно, и эффективной пористости, оценивалась по единому для всего разреза уравнению (2), полученному при анализе результатов петрофизических исследований экстрагированного кернa (см. ОТЧЕТ):

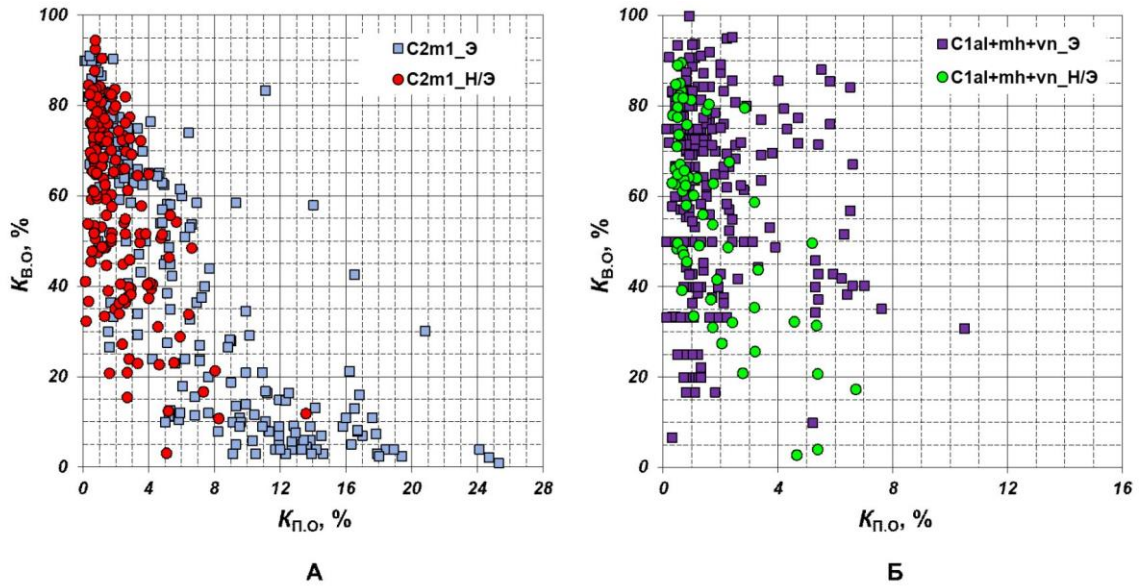
$$K_G = 1 - K_{в.о} = 0,5418 K_{п.о}^{0,1813} . \quad (2)$$

Анализ результатов современных петрофизических исследований коллекции неэкстрагированного кернa показал, что, во-первых, характер петрофизических связей для каждого из объектов подсчета запасов различен [8]. Отложения нижнепермского возраста характеризуются ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами по сравнению с породами каменноугольного возраста изучаемого разреза, в то время как использованные при обосновании уравнения (2) петрофизические параметры большинства исследованных экстрагированных образцов с пористостью выше 6% были отобраны из отложений московского яруса среднего карбона. Таким образом, использование

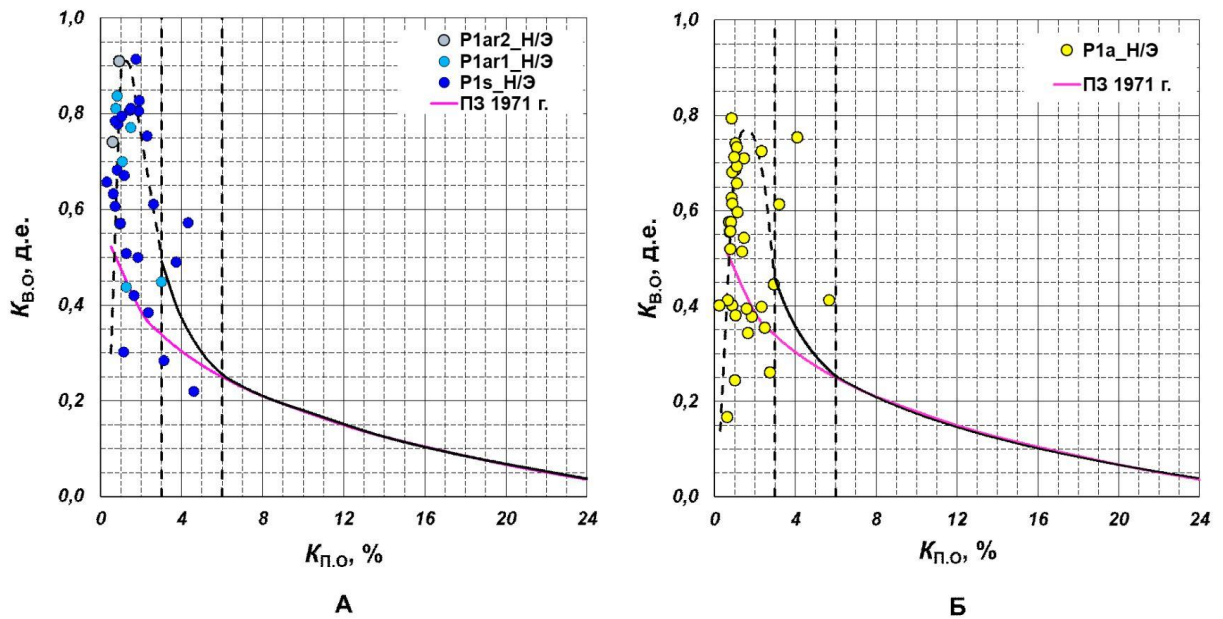
единого уравнения для всего разреза приводит к искажению величин подсчетных параметров.

Во-вторых, величина коэффициента остаточной водонасыщенности  $K_{в.о}$ , оцениваемая при исследовании экстрагированного кернa, выше, чем значение  $K_{в.о}$ , измеренное при изучении неэкстрагированного кернa (рис. 2). Такая закономерность обусловлена частичной гидрофилизацией пород в результате экстрагирования кернa, поскольку при экстракции удаляется часть неполярных осмоленных (легкие смолы) и маслянистых углеводородных битумоидов [7].

Таким образом, с целью построения трехмерных геологических моделей эффективной пористости пород были обоснованы петрофизические связи коэффициентов остаточной водонасыщенности  $K_{в.о}$ , определенных при исследовании образцов неэкстрагированного кернa, с коэффициентами открытой пористости  $K_{п.о}$  отдельно для продуктивных отложений подсчетных объектов II–VI. Поскольку в исследованной коллекции кернa из нижнепермских отложений фактически отсутствовали высокопористые образцы, линии связи  $K_{в.о} = f(K_{п.о})$  в интервале значений  $K_{п.о}$  выше 6–8% продолжены закономерностями  $K_{в.о} = f(K_{п.о})$ , принятыми при подсчете запасов 1971 г. (рис. 3). При этом линии новых, предлагаемых авторами, связей  $K_{в.о} = f(K_{п.о})$  для пород каменноугольного возраста в интервале значений  $K_{п.о}$  выше 6% лежат ниже графика зависимости, использованного при подсчете запасов газа 1971 г. (рис. 4). Ввиду малого количества данных коэффициент корреляции предлагаемых закономерностей не рассчитывался.

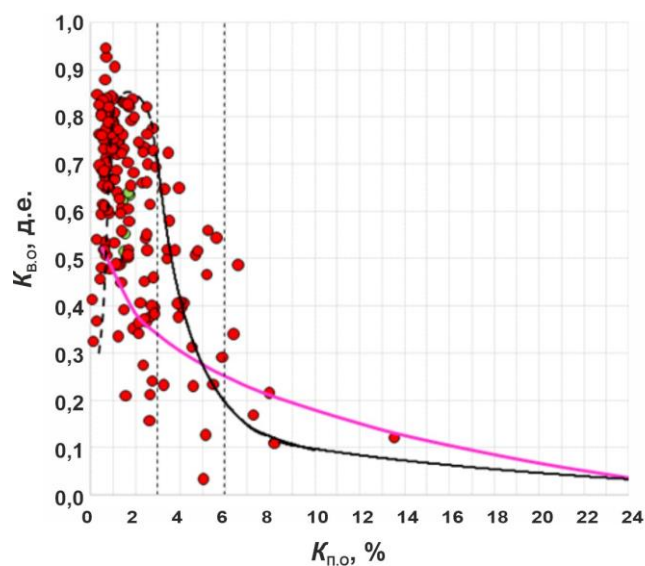


**Рис. 2.** Сопоставление значений коэффициентов остаточной водонасыщенности  $K_{в.о}$  и открытой пористости  $K_{п.о}$  по керну продуктивных отложений Вуктыльского НГКМ:  
 А – нижний подъярус московского яруса среднего карбона  $C_2m_1$  (IV объект подсчета запасов);  
 Б – алексинский и михайловско-веневский горизонты верхнего подъяруса визейского яруса нижнего карбона  $C_{1al+mh+vn}$  (VI объект подсчета запасов)  
 Э – экстрагированный керн, Н/Э – неэкстрагированный керн



— зависимость, принятая ГКЗ при подсчете запасов газа ВНГКМ в 1971 г.  
 - - - предлагаемая зависимость

**Рис. 3.** Связи коэффициентов остаточной водонасыщенности с коэффициентами открытой пористости  $K_{в.о} = f(K_{п.о})$  на основе результатов исследования образцов неэкстрагированного (Н/Э) керна продуктивных отложений Вуктыльского НГКМ:  
 А – артинский  $P_{1ar}$  и сакмарский ярусы  $P_{1s}$  (II объект подсчета запасов);  
 Б – ассельский ярус  $P_{1a}$  (III объект подсчета запасов)



— зависимость, принятая ГКЗ при подсчете запасов газа ВНКМ в 1971 г.  
 — предлагаемая зависимость

**Рис. 4.** Связь коэффициентов остаточной водонасыщенности с коэффициентами открытой пористости  $K_{в.о} = f(K_{п.о})$  на основе результатов исследования образцов неэкстрагированного (Н/Э) зерна продуктивных отложений нижнего подъяруса московского яруса среднего карбона  $C_2m_1$  (IV объект подсчета запасов) Вуктыльского НКМ

С целью выявления причин существенных различий в связях  $K_{в.о} = f(K_{п.о})$ , полученных на основе данных исследования экстрагированных и неэкстрагированных образцов зерна, были проанализированы факторы, влияющие на величину остаточной водонасыщенности карбонатных пород.

Известно, что измеряемая косвенными методами величина остаточной водонасыщенности образцов зерна обусловлена структурой емкостного пространства и смачиваемостью породы [5, 6]. В случае исследования неэкстрагированного зерна значение  $K_{в.о}$  определяется также составом и свойствами сформированных **в карбонатном матричном** и емкостном **объемах** компонентов органического вещества. При преобладании неполярного керогена в составе **преобразующегося** органического вещества в объеме первичных морфоструктур карбонатно-органической матрицы или на начальных этапах ее микритизации низкопористая ( $\sim 1\% \leq K_{п.о}$ ) нефтегазоматеринская карбонатная порода

будет аномально гидрофобной с аномально низкой водонасыщенностью [6].

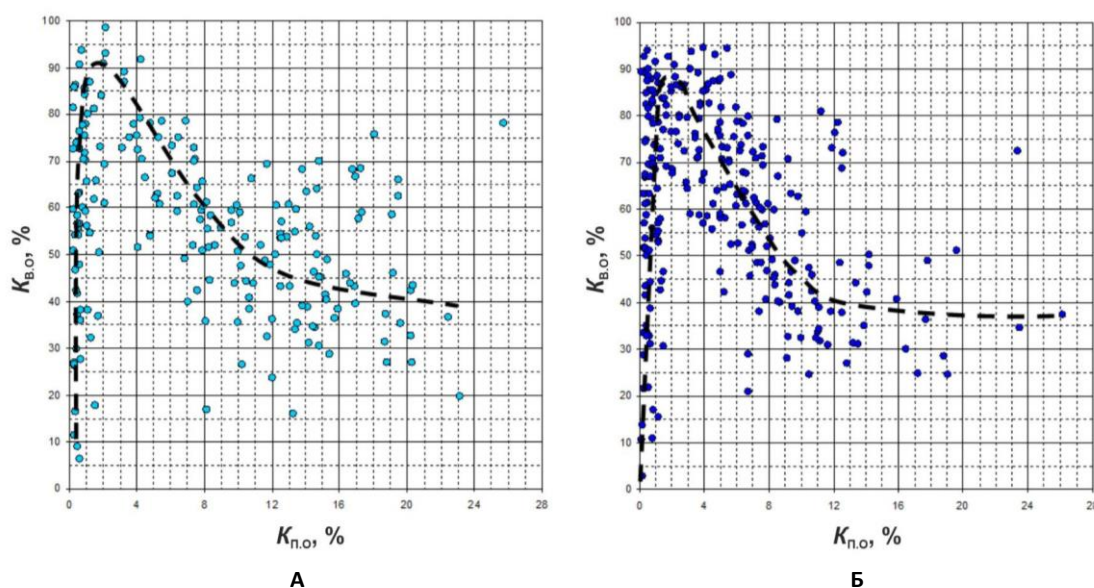
На этапе преобразования керогена до битумоидов, при высокой концентрации битумоидов, свойства породы будут зависеть от компонентного (группового) состава битумоидов, поскольку биполярные асфальтены и тяжелые спирто-бензольные смолы дифильны, а легкие смолы и масла неполярны и гидрофобизируют породу [9]. То есть установленный для карбонатных пород в интервале низких значений пористости (от 0 до 1,5–2%) рост до аномально высоких значений (75–90%) коэффициента остаточной водонасыщенности свидетельствует о процессах микритизации первичных морфоструктур карбонатно-органической матрицы, о промежуточных стадиях процессов ее перекристаллизации и преобразования до асфальтенов и тяжелых смол керогена, вышедшего в свободную фазу между микритовыми частицами субкапиллярнопористой низкопористой низкопроницаемой микритизированной карбонатной матрицы.

В результате комплексного анализа результатов петрофизических, физико-химических, геохимических, электронно-микроскопических (в растровом электронном микроскопе) исследований представительной коллекции образцов керна Оренбургского НГКМ были выявлены закономерность и взаимосвязь катагенетических процессов преобразования органического вещества в составе нефтегазоматеринской карбонатно-органической матрицы. С увеличением пористости пород происходит взаимосвязанное с процессами перекристаллизации преобразование органического вещества в последовательности: кероген → асфальтены → тяжелые смолы → легкие смолы (осмоленные углеводороды) → масла (углеводороды) → жидкие углеводороды (ЖУВ) нефтяного ряда [10]. То есть с ростом пористости породы происходит и изменение в породе компонентного состава органического вещества, который, в свою очередь, формирует водоудерживающую способность породы.

По данным изучения керна из отложений артинского, сакмарского и

ассельского ярусов продуктивного разреза Вуктыльского НГКМ на сопоставлениях величин  $K_{в.о}$  с  $K_{п.о}$  в интервале величин коэффициентов пористости от 0 до 3% наблюдается аномальный **диапазон** изменения значений коэффициента остаточной водонасыщенности: от 16,9 до 91,4% (см. рис. 3). Выявленная закономерность сначала резкого увеличения до 90% и более (в диапазоне значений  $K_{п.о}$  от 0 до 1,5%), а затем, такого же **резкого, снижения до 50%** (в диапазоне значений  $K_{п.о}$  1,5–3%), коэффициента остаточной водонасыщенности с ростом пористости (на рис. 3 эта часть связи  $K_{в.о}=f(K_{п.о})$  обозначена пунктиром) не используется при оценке эффективной пористости пород ВНГКМ, поскольку породы с такой пористостью относятся к неколлектору.

Аналогичная закономерность изменения величины  $K_{в.о}$  в интервале значений коэффициента пористости ниже 3% установлена авторами и для продуктивных карбонатных пермо-карбоновых отложений Оренбургского НГКМ (рис. 5) и подтверждает такую же закономерность, установленную для ВНГКМ.



**Рис. 5.** Закономерность изменения значений коэффициентов остаточной водонасыщенности с ростом значений коэффициентов открытой пористости  $K_{в.о} = f(K_{п.о})$  на основе результатов исследования образцов неэкстрагированного (Н/Э) керна продуктивных карбонатных отложений центральной части Оренбургского НГКМ: А – артинский ярус P<sub>1ar</sub>; Б – сакмарский ярус P<sub>1s</sub>

Комплексный анализ закономерностей изменения значений водонасыщенности и концентрации битумоидов с изменением значений коэффициента пористости для каждого стратиграфического подразделения ВНКМ и ОНГКМ показал, что

аномально высокое содержание остаточной воды в порах пород сопровождается максимальными концентрациями битумоидов и повышенным содержанием в них асфальтенов и тяжелых смол (см. рис. 3, 5, 6, 7).

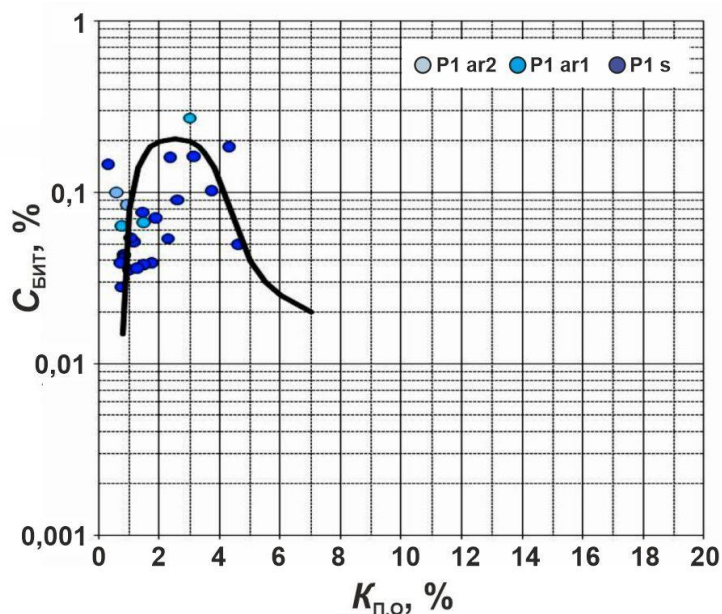


Рис. 6. Сопоставление суммарных значений массовых концентраций хлороформных и спирто-бензольных битумоидов  $C_{БИТ}$  с коэффициентами открытой пористости  $K_{п.о}$  для пород продуктивных отложений артинского  $P_{1ar}$  и сакмарского ярусов  $P_{1s}$  Вуктыльского НГКМ (II объект подсчета запасов)

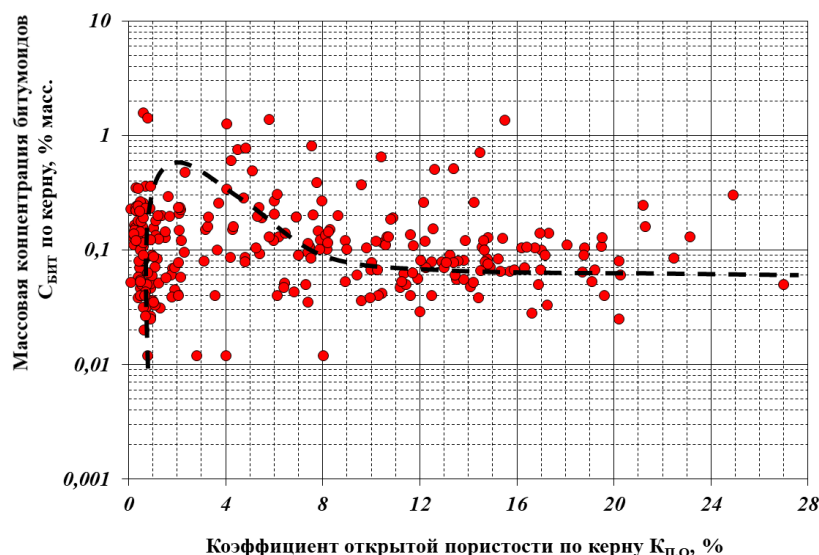


Рис. 7. Сопоставление значений массовых концентраций хлороформных битумоидов  $C_{БИТ}$  с коэффициентами открытой пористости  $K_{п.о}$  для пород продуктивных отложений артинского яруса  $P_{1ar}$  центральной части Оренбургского НГКМ

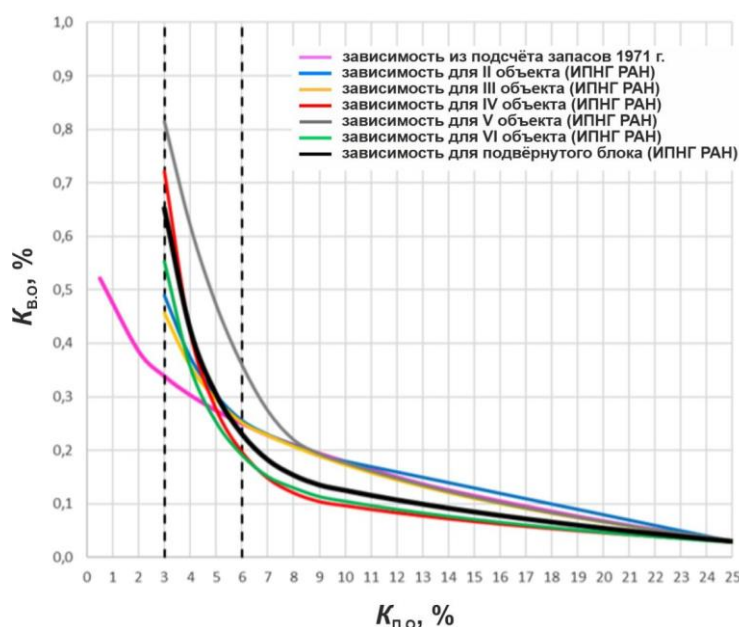


Снижение коэффициента остаточной водонасыщенности пород при дальнейшем увеличении их коэффициента пористости сопровождается последовательным снижением концентрации битумоидов и содержания в них дифильных асфальтенов и тяжелых смол, увеличением концентрации осмоленных и маслянистых неполярных компонентов битумоидов и соответствующим увеличением содержания ЖУВ в газонасыщенных емкостных объемах.

Таким образом, установленный идентичный характер зависимостей  $K_{в.о} = f(K_{п.о})$  для продуктивных карбонатных отложений таких месторождений, как Вуктыльское и Оренбургское, позволяет рассматривать данную закономерность изменения величины коэффициента остаточной водонасыщенности с ростом пористости как универсальную, отражающую характер геохимической закономерности преобразования органического вещества и процессов нефтегазогенерации в нефтегазоматеринских

карбонатных отложениях месторождений углеводородов.

Аналогичные вышеописанным закономерности характерны для всех стратиграфических подразделений продуктивного разреза ВНКМ. Для каждого объекта подсчета запасов были обоснованы индивидуальные связи  $K_{в.о} = f(K_{п.о})$ . Для подвернутого блока, вмещающего пласты всех возрастов изучаемого продуктивного разреза, уравнение  $K_{в.о} = f(K_{п.о})$  было получено на основе средневзвешенных значений по долям порового объема каждого из объектов (рис. 8). Соответствующие уравнения зависимостей  $K_{в.о} = f(K_{п.о})$  для пяти объектов подсчета запасов и подвернутого блока приведены в табл. 1. На основе этих уравнений были построены распределения величин коэффициентов остаточной водонасыщенности и эффективной пористости в 3D модели с использованием программного обеспечения RMS Roxar (рис. 9).

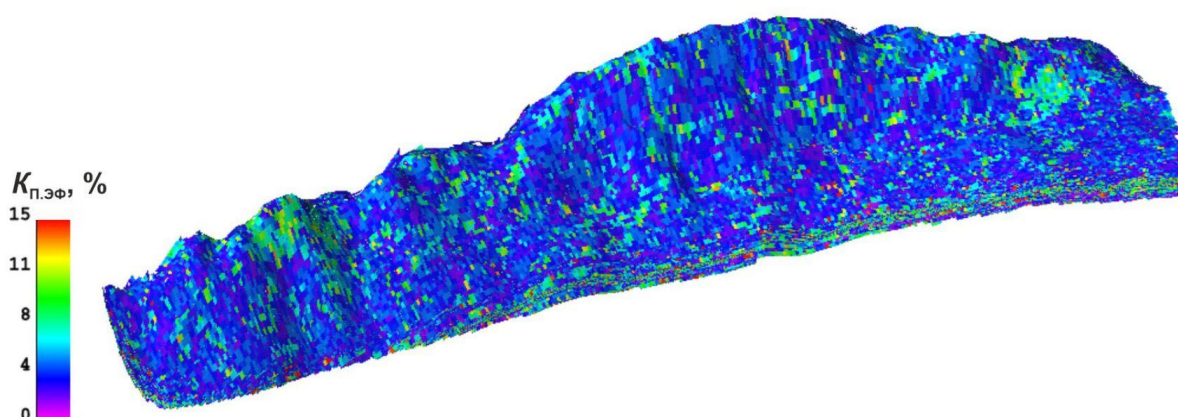


**Рис. 8.** Зависимости остаточной водонасыщенности  $K_{в.о}$  от коэффициента открытой пористости  $K_{п.о}$  для продуктивных отложений подсчетных объектов II–VI и подвернутого блока Вуктыльского НКМ

Таблица 1

**Уравнения для оценки коэффициента остаточной водонасыщенности  $K_{в.о}$  (в д.е.) продуктивных отложений Вуктыльского НГКМ**

| Объект подсчета запасов (возраст отложений) | Интервал пористости      | Уравнение                                 |
|---|--------------------------|---|
| II объект ( $P_{1ar_1}-P_{1s}$ )            | $3\% \leq K_{п.о} < 8\%$ | $K_{в.о} = 1,37 K_{п.о}^{-0,935}$         |
|   | $K_{п.о} \geq 8\%$       | $K_{в.о} = - 0,01 K_{п.о} + 0,28$         |
| III объект ( $P_{1s}-P_{1a}$ )              | $3\% \leq K_{п.о} < 6\%$ | $K_{в.о} = 1,17 K_{п.о}^{-0,854}$         |
|   | $K_{п.о} \geq 6\%$       | $K_{в.о} = - 0,155 \ln(K_{п.о}) + 0,53$   |
| IV объект ( $C_3-C_{2m}$ )                  | $3\% \leq K_{п.о} < 8\%$ | $K_{в.о} = 5,67 K_{п.о}^{-1,875}$         |
|   | $K_{п.о} \geq 8\%$       | $K_{в.о} = - 0,073 \ln(K_{п.о}) + 0,264$  |
| V объект ( $C_{2b}-C_{1s_2}$ )              | $3\% \leq K_{п.о} < 8\%$ | $K_{в.о} = 1,843 \exp(-0,272 K_{п.о})$    |
|   | $K_{п.о} \geq 8\%$       | $K_{в.о} = - 0,159 \ln(K_{п.о}) + 0,543$  |
| VI объект ( $C_{1s_1}-C_{1al}+mh+vn$ )      | $3\% \leq K_{п.о} < 8\%$ | $K_{в.о} = 2,97 K_{п.о}^{-1,53}$          |
|   | $K_{п.о} \geq 8\%$       | $K_{в.о} = - 0,0835 \ln(K_{п.о}) + 0,297$ |
| Подвернутый блок                            | $3\% \leq K_{п.о} < 8\%$ | $K_{в.о} = 3,346 K_{п.о}^{-1,49}$         |
|   | $K_{п.о} \geq 8\%$       | $K_{в.о} = - 0,105 \ln(K_{п.о}) + 0,368$  |



**Рис. 9.** Объемное (3D) математическое распределение значений коэффициентов эффективной пористости в продуктивных отложениях Вуктыльского НГКМ

### Заключение

На основе анализа петрофизических, литолого-петрографических и геохимических исследований неэкстрагированного керна показано, что характер связей  $K_{в.о} = f(K_{п.о})$  для продуктивных карбонатных отложений Вуктыльского и Оренбургского НГКМ отражает геохимическую закономерность преобразования органического вещества и процессов нефтегазогенерации в нефтегазоматеринских карбонатных отложениях месторождений углеводородов.

Сравнительный анализ результатов исследования экстрагированного и неэкстрагированного керна из продуктивных отложений Вуктыльского НГКМ выявил, что экстракция керна перед проведением петрофизических исследований приводит к гидрофилизации поверхности емкостного пространства, в результате чего величина коэффициента остаточной

водонасыщенности  $K_{в.о}$  завышается по сравнению со значениями  $K_{в.о}$ , определяемыми при изучении неэкстрагированного керна.

Разработана методика оценки величин эффективной пористости  $K_{п.эф}$  пород продуктивного разреза Вуктыльского НГКМ. Обоснованы уравнения оценки величин коэффициента остаточной водонасыщенности  $K_{в.о}$  и эффективной пористости  $K_{п.эф}$  для продуктивных отложений подсчетных объектов II–VI и подвернутого блока Вуктыльского НГКМ. Созданные на основе геологической 3D модели Вуктыльского НГКМ и разработанной методики оценки величин  $K_{п.эф}$  математические 3D модели распределения коэффициентов эффективной пористости являются основой для оценки ресурсов жидких углеводородов матричной нефти Вуктыльского месторождения.

*Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Создание научных основ новой системной методологии прогноза, поисков и освоения залежей углеводородов, включая залежи матричной нефти в газонасыщенных карбонатных отложениях нефтегазоконденсатных месторождений», № 122022800274-8).*

### Литература

1. Гриценко А.М., Николаев В.А., Тер-Саркисов Р.М. Компонентоотдача пласта при разработке газоконденсатных залежей. М.: Недрa, 1995. 264 с.
2. Белонин М.Д., Прищепа О.М., Теплов Е.Л. и др. Тимано-Печорская провинция: геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения. СПб: Недрa, 2004. 396 с.
3. Яковлев С.В., Вишератина Н.П. Нетрадиционные ресурсы углеводородов Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения // Вести газовой науки. 2018. № 3(35). С. 350–357.
4. ГОСТ Р 56676-2015. Проектирование разработки и освоение газовых и газоконденсатных месторождений Подсчет запасов газа и газового конденсата объемным методом. Основные технические требования. М.: Стандартинформ, 2016. 27 с.
5. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика (физика горных пород): Учебник для вузов. М.: Нефть и газ, 2004. 368 с.
6. Гудок Н.С., Богданович Н.Н., Мартынов В.Г. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород: Учеб. пособие. М.: Недрa-Бизнесцентр, 2007. 592 с.

7. Скибицкая Н.А., Бурханова И.О., Большаков М.Н. и др. Изменение смачиваемости пород карбонатных нефтегазоматеринских отложений при бурении скважин на полимер-коллоидном буровом растворе // SOCAR Proceedings. 2021. № S2. С. 17–27. <https://doi.org/10.5510/OGP2021SI200545>

8. Скибицкая Н.А., Бурханова И.О., Кузьмин В.А. и др. Усовершенствование петрофизической модели продуктивных отложений Вуктыльского месторождения // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 2(29). С. 28–38. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-29.art2>

9. Задымова Н.М., Скворцова З.Н., Траскин В.Ю. и др. Тяжелая нефть как эмульсия: состав, структура и реологические свойства // Коллоидный журнал. 2016. Т. 78, № 6. С. 675–687. <https://doi.org/10.7868/S0023291216060227>

10. Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А., Большаков М.Н. и др. Закономерность и взаимосвязь катагенетических процессов преобразования органического вещества в составе нефтегазоматеринской карбонатно-органической матрицы месторождений углеводородов // Новые идеи в геологии нефти и газа – 2017: Сб. научных трудов (по материалам Международной научно-практической конференции) / Отв. ред. А.В. Ступакова. М.: Изд-во «Перо», 2017. С. 327–334.

## The method of creating three-dimensional geological model of effective porosity of the Vuktyl field

N.A. Skibitskaya, I.O. Burkhanova\*, M.N. Bolshakov, O.O. Marutyan, E.G. Domanova, T.A. Pugo

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

E-mail: \*burhanova\_irina@mail.ru

**Abstract.** The Vuktyl oil and gas condensate field is currently in the final stages of development. In order to expand the resource base of the field, research was conducted to estimate the reserves of matrix oil – the field's own oil, the indigenous gas-saturated part of productive sediments. The proposed method for constructing a structural-capacitive three-dimensional model of the distribution of effective porosity is based on the analysis of an unextracted core study results.

**Keywords:** Vuktyl oil and gas condensate field, three-dimensional geological model, effective porosity, residual water saturation, unextracted core.

**Citation:** Skibitskaya N.A., Burkhanova I.O., Bolshakov M.N., Marutyan O.O., Domanova E.G., Pugo T.A. The method of creating three-dimensional geological model of effective porosity of the Vuktyl field // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 2(37). P. 3–16. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art1> (In Russ.).

### References

1. Gritsenko A.I., Nikolaev V.A., Ter-Sarkisov R.M. Component recovery of a stratum during gas-condensate field development. Moscow: Nedra, 1995. 264 p. (In Russ.).
2. Belonin M.D., Prishchepa O.M., Teplov E.L. et al. Timan-Pechora province: geological structure, oil and gas potential and development prospects. St. Petersburg: Nedra, 2004. 396 p. (In Russ.).
3. Yakovlev S.V., Visheratina N.P. Non-traditional hydrocarbon resources of Vuktyl oil-and-gas-condensate field // Vesti Gazovoy Nauki. 2018. No. 3(35). P. 350–357. (In Russ.).
4. GOST R 56676-2015. Gas and condensate field development project. Gas and gas-condensate reserves estimation by volumetric method. Main technical requirements Moscow: Standartinform, 2016. 27 p. (In Russ.).
5. Dobrynin V.M., Vendelshteyn B.Yu., Kozhevnikov D.A. Petrophysics (physics of rocks): Textbook for universities. Moscow: Neft i Gaz, 2004. 368 p. (In Russ.).
6. Gudok N.S., Bogdanovich N.N., Martynov V.G. Determination of the physical properties of oil- and water-saturated rocks: Textbook. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2007. 592 p. (In Russ.).
7. Skibitskaya N.A., Burkhanova I.O., Bolshakov M.N. et al. Carbonate oil and gas source rocks wettability alteration due to influence of polymer-colloidal drilling mud // SOCAR Proceedings. 2021. Special Issue No. 2. P. 17–27. <https://doi.org/10.5510/OGP2021SI200545> (In Russ.).
8. Skibitskaya N.A., Burkhanova I.O., Kuzmin V.A. et al. Improved petrophysical model for the productive layers of the Vuktyl field // Actual Problems of Oil and Gas. 2020. Iss. 2(29). P. 28–38. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-29.art2> (In Russ.).
9. Zadyanova N.M., Skvortsova Z.N., Traskin V.Yu. et al. Heavy oil as an emulsion: composition, structure, and rheological properties // Colloid Journal. 2016. Vol. 78, No. 6. P. 735–746. <https://doi.org/10.1134/S1061933X16060211>

10. *Skibitskaya N.A., Kuzmin V.A., Bolshakov M.N.* et al. Regularity and interrelation of catagenetic processes of organic matter transformation in the composition of the oil and gas source carbonate-organic matrix of hydrocarbon deposits // *New ideas in oil and gas geology – 2017: Collected papers (from the International Scientific Conference) / Ed. by A.V. Stupakova. Moscow: Pero, 2017. P. 327–334. (In Russ.)*.