

Научная статья / Original research article  
УДК: 550.8.056  
DOI: <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-2-25-37>  
EDN: GEDDNY



## Обоснование высот залежей отложений тюменской свиты с помощью косвенных методов

**К. Я. Гильманова**

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Тюмень, Российская Федерация  
[Kseniya.Gilmanova@lukoil.com](mailto:Kseniya.Gilmanova@lukoil.com)

**Аннотация.** Изучаемые отложения тюменской свиты характеризуются сложностями при подтверждении значений коэффициента нефтенасыщенности, определенного по данным геофизических исследований скважин с учетом удельного электрического сопротивления. Возможность альтернативного определения нефтенасыщенности по капиллярной модели затруднена, поскольку указанные отложения имеют сложное строение залежей, которые в ряде случаев ограничены условно принятым уровнем по абсолютной отметке нижнего нефтенасыщенного интервала, без обоснования отметок зеркала чистой воды. По этой причине возникает необходимость опосредованной оценки высот залежей только по данным исследований керна. Цель статьи — разработка косвенных методов оценки высоты залежи в условиях ограничений по геологическим моделям. Для достижения цели на начальном этапе проводилось обобщение и анализ капиллярных характеристик в атмосферных и термобарических условиях. Использование прямых признаков наличия нефтенасыщенных интервалов по данным свечения керна в ультрафиолетовом свете для зоны предельного насыщения позволило уточнить граничные значения фильтрационно-емкостных свойств прямым способом. Далее подбирались соответствующие значения остаточной водонасыщенности, при использовании которых на сопоставлениях открытой пористости с эффективной и динамической, получают аналогичные граничные значения. По установленным значениям остаточной водонасыщенности и имеющимся капиллярным кривым определялись значения капиллярных давлений и высот залежей. Результаты показали, что для создания остаточной водонасыщенности отложений тюменской свиты изучаемых участков достаточно создания капиллярных давлений порядка 7 и 12 атм, что соответствует высотам залежи от 90 до 160 м. Этот подход открывает возможность оценки коэффициента нефтенасыщенности по капиллярной модели в залежах с УПУ и может быть применен в качестве дополнительного при обосновании отдельных линз и блоков в геологических моделях.

**Ключевые слова:** коэффициент нефтенасыщенности, остаточная водонасыщенность, эксперимент, капиллярные кривые, отложения тюменской свиты

**Для цитирования:** Гильманова К. Я. Обоснование высот залежей отложений тюменской свиты с помощью косвенных методов. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.* 2026;30(2):25–37. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-2-25-37> EDN: GEDDNY

## Justification of the heights of the sediments of the Tyumen suite using indirect methods

**Kseniya Ya. Gilmanova**

LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, Russian Federation  
[Kseniya.Gilmanova@lukoil.com](mailto:Kseniya.Gilmanova@lukoil.com)

**Abstract.** The studied sediments of the Tyumen suite can be characterized by difficulties in confirming oil saturation coefficients derived from well testing data, including the electrical resistivity. Alternative estimation of oil saturation using a capillary model is complicated. This is because the above-mentioned sediments have a complex deposit structure. In some instances, these deposits are limited by a conventionally accepted depth of the lower oil-saturated interval, without justifying the free water level. For this reason, we must estimate deposit heights indirectly using only core analysis data. This article aims to develop indirect methods for evaluating deposit height within the constraints of geological models. To achieve this aim, we first generalized and analyzed capillary properties under both atmospheric and thermobaric conditions. We utilized direct indicators of oil saturation from core fluorescence under ultraviolet light, to determine boundary values for reservoir properties in the zone of maximum saturation. We then selected appropriate values for residual water saturation. Using these values, we compared total porosity with effective and dynamic porosity and obtained consistent boundary values. Based on the established values for residual water saturation and available capillary pressure curves, we calculated capillary pressures and formation heights. As a result, the results show that capillary pressures ranging from 7 atm to 12 atm are sufficient to establish residual water saturation in the Tyumen suite deposits within the studied areas. These pressures correlate to reservoir heights between 90 to 160 m. This approach facilitates the estimation of oil saturation coefficients using the capillary model in reservoirs with uncertain fluid contacts. It can also serve as supplementary tool for justifying individual lenses and blocks within geological models.

**Keywords:** oil saturation factor, residual water saturation, experiment, capillary curves, sediments of the Tyumen suite

**For citation:** Gilmanova K. Ya. Justification of the heights of the sediments of the Tyumen suite using indirect methods. *Oil and Gas Studies*. 2026;30(2):25–37. (In Russ.). <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-2-25-37>

## **Введение**

Оценка характера насыщенности пород-коллекторов с подтверждением достоверности расчетов коэффициента нефтенасыщенности является одной из основных задач геофизических методов исследований скважин (ГИС). Обычно такая задача решается достаточно успешно. Однако для некоторых объектов эффективность ее решения оказывается недостаточной и требует, в той или иной мере, усовершенствования применяемых или разработки новых методик. К таким объектам относятся отложения тюменской свиты, с чем и связана актуальность настоящей работы.

В изучаемом районе юрские отложения залегают на поверхности доюрского основания, сформированного, в основном, в результате тектономагматической деятельности палеозойской эпохи [1]. Анализ тектонического строения позволяет сделать выводы о существовании в период формирования юрских пластов сильно дифференцированного рельефа на изучаемой территории. В целом по площади мощность пачки юрских отложений изменяется от 12 до 300 м, уменьшаясь на сводовых участках положительных структурных элементов доюрского рельефа и увеличиваясь в районах палеовпадин [2]. Юрские отложения, заполняя погруженные участки постпалеозойского рельефа, выколаживали его структурные элементы.

Представления об обстановках осадконакопления в юрский период наиболее полно описаны в работах М. В. Коржа и А. Г. Мухер [3, 4]. В них палеогеографический анализ был выполнен на основе данных разведочного бурения. В последнее время значительное количество работ проводится специалистами Московского государственного университета имени М. В. Ломоносова [5]. В этой статье для отложений тюменской свиты были выделены фации континентальной и морской обстановок. В континентальной обстановке встречены фации: русел, пойм, озер и озерных, конусов выноса [5–7]. Морская обстановка встречается только для пластов ЮК2 [5] и представлена отложениями вдольбереговых баров, мелкими подводными валами, слабоподвижным морским мелководьем. Такое разнообразие фациальных обстановок приводит к большой дифференциации фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и формированию отдельных залежей, ограниченных капиллярными барьерами.

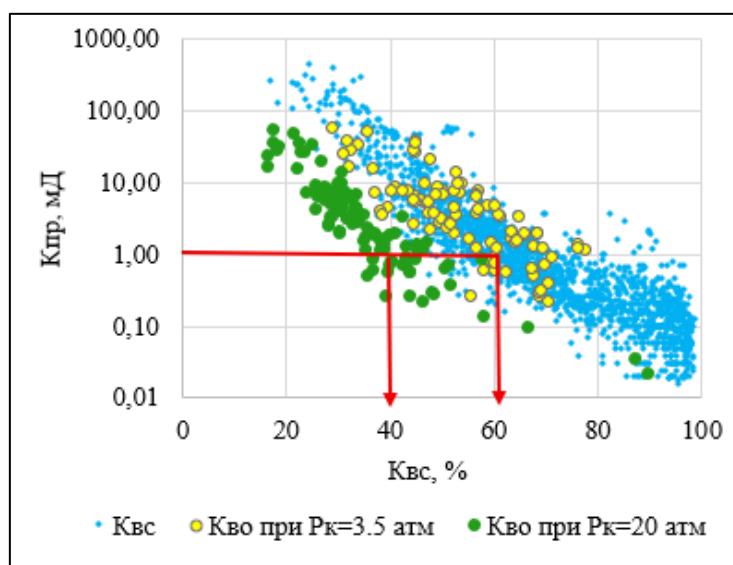
Для отложений тюменской свиты нефтегазоносность дополнительно контролируется литологическим, структурным, эрозионным и тектоническими факторами, при этом часть залежей не имеет водонефтяного контакта. Это ведет к использованию в геологических моделях условно принятого уровня нефти (УПУ) и не позволяет определиться с высотой залежи. Однако для подтверждения достоверности определения коэффициента нефтенасыщенности ( $K_n$ ) по данным ГИС высота залежи имеет большое значение, так как именно с ее учетом связан способ подтверждения  $K_n$  в зоне предельного насыщения ( $K_n = 1 - K_{во}$ ). Таким образом, возникает необходимость определения высоты залежи косвенными методами, что и будет являться целью настоящего исследования. В качестве задач можно выделить следующие: обоснование граничных значений фильтрационно-емкостных свойств петрофизическим и прямыми способами (по свечению керна в ультрафиолетовом свете), обобщение капиллярных исследований с учетом различных ступеней давления для подбора высоты залежи.

#### **Объект и методы исследования**

Объектом исследования являются высоты залежей отложений тюменской свиты и изменение оценки коэффициента нефтенасыщенности в зависимости от расстояния до зеркала чистой воды (ЗЧВ).

Влияние высоты залежи на достоверность обоснования остаточной водонасыщенности ( $K_{во}$ ) проиллюстрировано на рисунке 1, из которого видны существенные отличия значений  $K_{во}$  при разных капиллярных давлениях (разница в оценке значений остаточной водонасыщенности при одной и той же проницаемости может составлять до 20 % абс.).

Подтвердить значения остаточной водонасыщенности может только наличие керна скважины, пробуренной на нефилтующемся растворе (РНО, РУО) [8], или исследования керна, отобранного по изолированной технологии [9]. При отсутствии такого вида работ необходимо оценивать высоту залежи альтернативным способом.



**Рис. 1.** Сопоставление  $K_{пр}=f(K_{во})$  при  $P_k = 3-3,5$  атм и 20 атм  
**Fig. 1.** Comparison of  $k = f(S_{wr})$  at  $P_c = 3-3,5$  atm and 20 atm

Различные авторы для оценки достоверности нефтенасыщенности рекомендуют сопоставлять значения  $K_n$ , полученные стандартным способом по зависимостям параметра пористости от коэффициента пористости ( $R_p(K_p)$ ) и параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности ( $R_n(K_v)$ ) со значениями  $K_n$ , полученными по модели переходной зоны (Брукс — Кори, J-функция Леверетта и др.) [10]. Однако здесь есть неоднозначность в обеих оценках: малое количество мощных пластов с надежным определением удельного электрического сопротивления пласта и отсутствие обоснованных значений ЗЧВ.

Таким образом, оценить высоту залежи можно только опосредованно.

В настоящем исследовании были использованы: анализ капиллярных кривых, полученных в стандартных и термобарических условиях, данные фотографий керна в дневном и ультрафиолетовом свете, результаты определения фильтрационно-емкостных свойств для отложений тюменской свиты, формулы для расчета высот залежей от ЗЧВ.

Поскольку значения остаточной водонасыщенности участвуют в построении стандартных петрофизических связей эффективной и динамической пористости ( $K_{пэф}$  и  $K_{пд}$ ) с открытой пористостью  $K_{пэф}=f(K_p)$  и  $K_{пэф}=f(K_{пд})$  для определения граничных значений «коллектор — неколлектор», а последние можно обосновать альтернативным путем (статистически), то открывается «окно возможностей» подбора значений  $K_{во}$ , при котором граничные значения пористости, полученные разными способами, совпадут.

Подход обоснования граничных значений коллекторов с использованием свечения керна нефтенасыщенных интервалов в ультрафиолетовом

свете (УФ) известен в литературе (А. В. Акиншин и др. [11–12]). В этом случае для обоснования граничных значений фильтрационно-емкостных свойств необходимо использовать данные керн скважин, при испытании давших приток чистой нефти, то есть с доказанным отбором керна из зоны предельного насыщения. Тогда «светящиеся» прослой керна в УФ считаются коллекторами, а «не светящиеся» — неколлекторами [13]. Для получения количественных критериев (граничной пористости или проницаемости) проводится статистическая обработка путем построения интегральных параметров (накопленных частот) [8]. Этот способ не зависит от обоснования остаточной водо- и нефтенасыщенности и может быть применен для залежей с условной поверхностью контакта (УПУ).

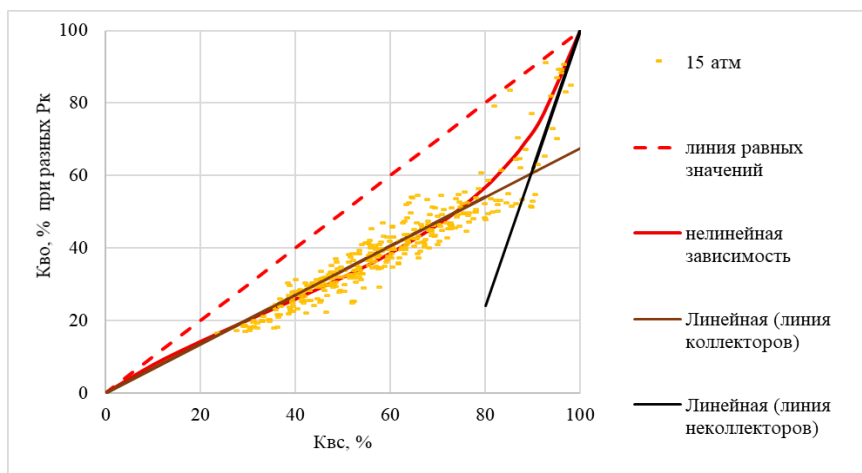
Далее методом обратного расчета возможно уточнить значения остаточной водонасыщенности, при использовании которых по связям  $K_{пэф} = f(K_{пд})$  и  $K_{пэф} = f(K_{п})$  получаются искомые граничные значения пористости. Для повышения достоверности зависимости строятся для образцов, имеющих код коллектора в УФ.

Однако для реализации метода обратного подбора необходимо получить обобщенные зависимости пересчета значений водоудерживающей способности ( $K_{вс}$ ) в значения водонасыщенности ( $K_{во}$ ) на разных ступенях капиллярного давления ( $P_k$ ) [14]. Здесь могут быть использованы данные как ультрацентрифугирования образцов, так и капиллярных исследований методом полупроницаемой мембраны. Расхождения между указанными способами получения капиллярных характеристик образцов существуют, но они наблюдаются в основном в области малых капиллярных давлений и не влияют на итоговые значения  $K_{во}$ .

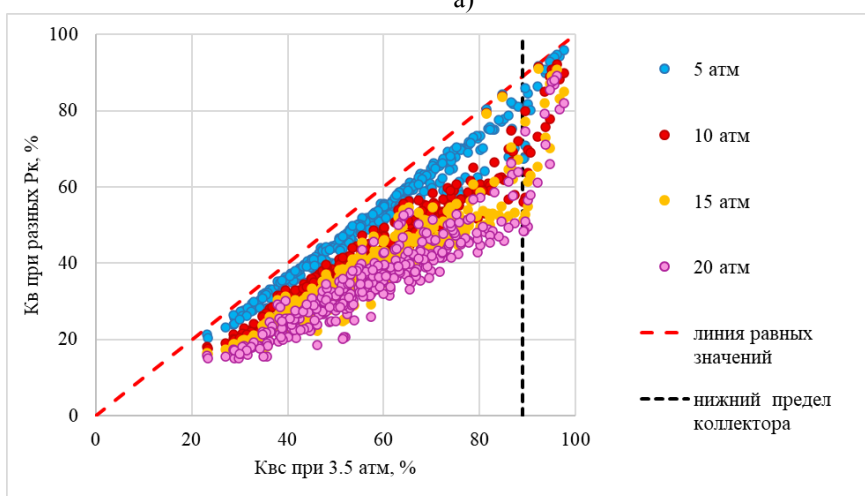
Получаемые уравнения  $K_{во}(K_{вс})$  возможно аппроксимировать разными способами: нелинейной зависимостью (уравнение Д. Б. Родивилова [15]) или двумя линейными связями. В области малых капиллярных давлений оба способа дают одинаково высокие коэффициенты корреляции. В области больших капиллярных давлений при использовании двух линейных уравнений (для коллекторов и не коллекторов) дополнительно обосновывается точка их пересечения в поле сопоставления, которая, по всей видимости, характеризует нижний предел коллектора. Эта точка является одной и той же для диапазона капиллярных давлений от 5 до 20 атм (рис. 2б).

В итоге получается набор уравнений для пересчета водоудерживающей способности в остаточную водонасыщенность для разных ступеней  $P_k$ . Однако эти уравнения получены в атмосферных условиях при вытеснении воды газом (воздухом).

Поскольку граничные значения ФЕС получают статистическим способом в пластовых условиях (или приводят к пластовым путем введения поправки в пористость  $K_{п\_тбу} = 0,95 * K_{п\_атм}$ ), то необходимо также перевести в термобарические условия и значения  $K_{во}$ .



а)



б)

**Рис. 2.** Сопоставление данных ультрацентрифугирования: а) аппроксимация полиномом и линейными уравнениями для  $P_k = 15$  атм; б) линия нижнего предела коллектора

**Fig. 2.** Comparison of ultracentrifugation data: а) polynomial and linear approximations at  $P_c = 15$  atm; б) lower reservoir quality boundary

Учет влияния термобарических условий на остаточную водонасыщенность достаточно неоднозначен. Во-первых, температура уменьшает  $K_{во}$  в среднем на 10 % [16]. Во-вторых, давление, изменяя объем пор, может увеличить  $K_{во}$  на 5–7 %, а уменьшая размер эффективного радиуса поровых каналов — увеличить содержание менисковой воды на 15–20 % [17].

Ряд исследователей предлагает осуществлять перевод значений остаточной водонасыщенности из атмосферных условий ( $K_{во\_атм}$ ) в пластовые, разделив значения  $K_{во\_атм}$  на аналогичный коэффициент, как при переходе к пористости в термобарических условиях. По факту в этом случае происходит только учет изменения объема пор, тогда как уменьшение радиуса поровых каналов и температуры остается без внимания.

Этой ситуации можно избежать, используя капиллярные кривые, полученные при вытеснении воды нефтью в термобарических условиях.

Исследования в индивидуальном капилляриметре проводят при давлении всестороннего обжатия, равного или близкого по значению эффективному давлению пласта и пластовой температуре. Исследования капиллярных давлений начинают после стабилизации параметров образца (сопротивление и пористость) при термобарических условиях эксперимента. Для этого фиксируются значения сопротивления образца и объема жидкости в измерительных бюретках до начала исследований.

Далее, в соответствии с заданными условиями эксперимента, капиллярное давление поднимается до значения первой ступени. Периодически осуществляется замер сопротивления и объема вытесненной из образца модели пластовой воды, при этом нет необходимости многократно извлекать образцы из камер до конца эксперимента. Образцы выдерживаются на каждой ступени капиллярного давления до стабилизации.

Необходимым условием исследований капиллярных давлений является достижение капиллярного равновесия. Время достижения капиллярного равновесия на каждой ступени эксперимента зависит от соотношения проницаемости и пористости, а также от разности плотностей флюидов — чем меньше разность между плотностями исследуемых жидкостей, тем больше времени потребуется для достижения равновесия. Поэтому продолжительность экспериментов может существенно отличаться для разных месторождений. Критерием достижения капиллярного равновесия при исследованиях методом полупроницаемой мембраны при пластовых условиях является прекращение выделения жидкости в бюретке и стабилизация электрического сопротивления. Допустимы изменения значения сопротивления и объема жидкости в образце не более чем на 1 % в течение 24 часов [18]. После достижения стабилизации и выполнения замеров сопротивления и объема вытесненной жидкости капиллярное давление поднимается до следующего значения.

Величина максимального капиллярного давления зависит от высоты над уровнем свободной воды изучаемого объекта и разницы плотностей флюидов. Максимальное капиллярное давление при проведении лабораторных исследований ограничено давлением прорыва мембраны капилляриметра и в современных капилляриметрах составляет, как правило, 1,2 МПа. После окончания исследований при достижении конечного капиллярного давления 1,2 МПа установка разгружается, образцы ядра извлекаются из кернодержателей. Далее определяется водо- и нефтенасыщенность образцов методом Дина — Старка.

Кроме фактически проведенных исследований, капиллярное давление в пластовых условиях ( $P_{к\_пл}$ ) может быть рассчитано по данным капилляриметрии в лабораторных условиях в системе вода — газ, если известны поверхностное натяжение и угол смачивания для системы вода — нефть в пластовых условиях и вода — газ в лабораторных условиях [19]:

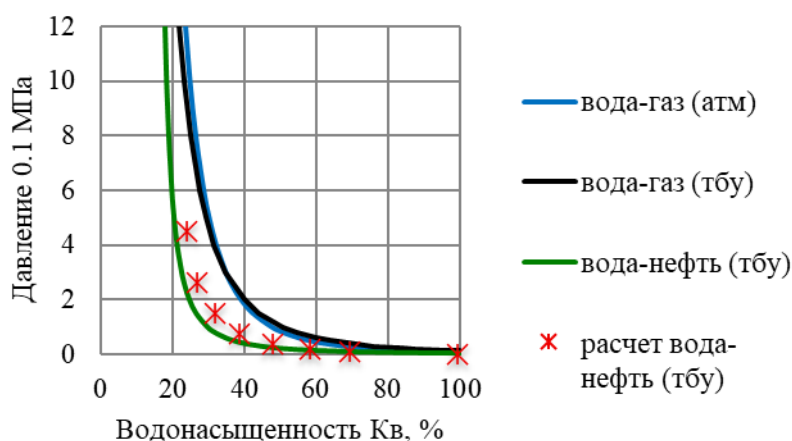
$$P_{(к\_пл)} = (\sigma_{вн} \times [\cos\theta]_{вн}) / (\sigma_{вг} \times [\cos\theta]_{вг}) \times P_{(к\_лаб)},$$

где  $\sigma_{вн}$  — поверхностное натяжение на границе раздела вода — нефть при пластовых условиях;  $\sigma_{вг}$  — поверхностное натяжение на границе раздела вода — газ в лабораторных условиях;  $\theta_{вн}$  — угол смачивания для пластовой системы вода — нефть;  $\theta_{вг}$  — угол смачивания для системы вода — газ в лабораторных условиях.

Большие сложности наблюдаются при определении значения угла смачивания в пористой среде. Косинус угла смачивания может изменяться от  $-1$  до  $+1$ . При приведении лабораторных данных к пластовым условиям это может внести значительные ошибки, поэтому обычно величину угла смачивания не учитывают [20].

### Результаты и обсуждение

На рисунке 3 представлены результаты исследований для образцов керн с одинаковой проницаемостью, полученные методом полупроницаемой мембраны в системах вода — нефть и вода — газ, а также расчетная кривая капиллярного давления в системе вода — нефть, полученная на основе эксперимента в системе вода — газ.



*Рис. 3. Результаты капилляриметрических исследований в системах вода — газ и вода — нефть на образцах керн*

*Fig. 3. Results of capillarimetric studies in water-gas and water-oil systems on core samples*

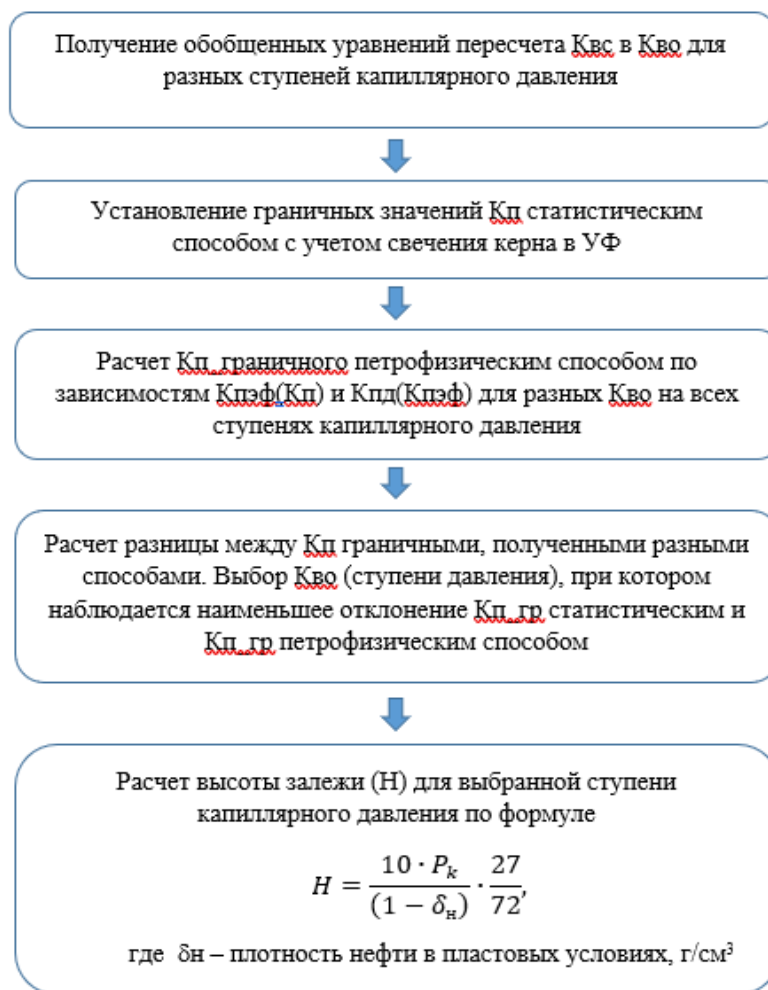
Хотя порода в пластовых условиях находится под действием системы напряжений и это влияет на уменьшение пористости и насыщенности, в нашем случае это влияние в системах вода — газ незначительное, кривые капиллярного давления близки. Полученные разные зависимости по результатам экспериментов в системах вода — газ и вода — нефть отражают изменение поверхностных свойств образцов (рис. 3).

Расчетная кривая капиллярного давления незначительно отличается от фактических экспериментов, скорее всего из-за того, что формула для приведения капиллярного давления в системе вода — газ к пластовым условиям основана на предположении, что капиллярное давление в реальной породе может быть смоделировано посредством пучка трубок, а чем

сложнее реальная структура пустотного пространства породы, тем больше возможные отклонения расчетных значений.

Конечно, для подбора зеркала чистой воды лучше использовать капиллярные кривые, полученные в системе вода — нефть. Но, поскольку таких экспериментов единицы или они отсутствуют вообще, можно применять и пересчет капиллярного давления в пластовые условия. Это дает удовлетворительную сходимость.

Блок-схема алгоритма обратного подбора капиллярных давлений и высоты залежи с учетом верификации по граничным значениям фильтрационно-емкостных свойств приведена на рисунке 4. На основе этой блок-схемы создан программный продукт, сокращающий временные затраты [21].



**Рис. 4.** Обобщенная блок-схема обратного подбора  $K_{во}$ , капиллярных давлений и высот залежи

**Fig. 4.** Generalized flowchart for the reverse selection of  $Sw_r$ , capillary pressures and formation heights

## Выводы

С использованием указанного подхода было установлено, что для создания остаточной водонасыщенности отложений тюменской свиты изучаемых участков достаточно создания капиллярного давления порядка 7 и 12 атм. Таким образом, использование признака коллектор — не коллектор с учетом свечения ядра в ультрафиолетовом свете позволило подобрать значения остаточной водонасыщенности и установить высоты залежей с УПУ. Данный подход способствует повышению достоверности оценки коэффициента нефтенасыщенности и может быть применен в качестве дополнительного при построении геологических моделей, обосновании отдельных линз и блоков.

**Конфликт интересов.** Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.  
**Conflict of interests.** The author declares no conflicts of interest.

## Список источников

1. Алексеев В. П., Федоров Ю. Н., Савенко В. А. *Строение и корреляция отложений тюменской свиты Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь)*. Екатеринбург: Изд-во УГГУ; 2009. 227 с.
2. *Атлас «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа»*. Под ред. Э. А. Ахпателова, В. А. Волкова, В. Н. Гончаровой [и др.]. Екатеринбург: ИздатНаукаСервис; 2004. 148 с.
3. Корж М. В. *Палеогеографические критерии нефтегазоносности юры Западной Сибири*. Москва: Наука; 1978. 135 с.
4. Мухер А. Г. *Условия формирования ниже-среднеюрских континентальных отложений Красноленинского района в связи с нефтегазоносностью*: диссертация на соискание ученой степени канд. геол.-минер. Наук. Тюмень; 1981. 255 с. URL: <https://search.rsl.ru/ru/record/01008906400?ysclid=mnprwtzx19t280056693>
5. Боронин П. А., Москаленко Н. Ю., Аскерова Д. Э., Персидская А. Н. Типизация разреза тюменской свиты по фациальным условиям осадконакопления. *Труды РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина*. 2021;(4):21–32.
6. Муромцев В. С. *Электрометрическая геология песчаных тел литологических ловушек нефти и газа*. Ленинград: Недра; 1984. 260 с.
7. Изотова Т. С., Денисов С. Б., Вендельштейн Б. Ю. *Седиментологический анализ данных промысловой геофизики*. Москва: Недра; 1993. 176 с.
8. *Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом*. Под ред. В. И. Петерсилье, В. И. Порожун, Г. Г. Яценко. Москва-Тверь: НПЦ «Тверьгеофизика»; 2003. 258 с.
9. Мамяшев В. Г., Зосимов Ф. Н., Кудрявцев В. С., Пих Н. А. *Способ определения электрического удельного сопротивления вод нефтегазосодержащих пластов. СССР. Авторское свидетельство № 1249606. 7 августа 1986*. URL: <https://patents.google.com/patent/SU1249606A1/ru>
10. Волокитин Я. Е., Хабаров А. В. Комплексная методика оценки коэффициента нефтенасыщенности гетерогенных коллекторов. *НТВ «Каротажник»*. 2009;(189):143–166.

11. Акиншин А. В. *Повышение точности определения подсчетных параметров текстурно-неоднородных песчано-алеврито-глинистых коллекторов по данным геофизических исследований скважин (на примере викуловских отложений Красноленинского свода): автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук.* Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет; 2013. 16 с. URL:<https://search.rsl.ru/ru/record/01005539379?ysclid=mnpxalx9pf275869775>
12. Акиншин А. В., Родивилов Д. Б., Яценко В. М., Махмутов И. Р., Анохин А. В. Детальное изучение литолого-петрофизических свойств текстурно-неоднородных терригенных коллекторов Западной Сибири. *Нефтяное хозяйство.* 2023;(6):16–19. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-6-16-19>
13. Спирина А. М., Гильманова Н. В., Москаленко Н. Ю., Гильманова К. Я. Использование интенсивности свечения керн в ультрафиолетовом свете для обоснования граничных значений и насыщенности низкопроницаемых коллекторов. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений.* 2023;(10):77–83.
14. Зубков М. Ю., Колпаков В. В. Остаточная водонасыщенность и капиллярное давление в углеводородной залежи. *Горные ведомости.* 2010;(7):20–27.
15. Родивилов Д. Б., Кантемиров Ю. Д., Махмутов И. Р., Акиншин А. В. *Практическое руководство по петрофизическому моделированию нефтегазонасыщенности.* Тюмень: ИПЦ «Экспресс»; 2023:144 с.
16. Леонтьев Е. И., Дорогиницкая Л. М., Кузнецов Г. С., Малыхин А. Я. *Изучение коллекторов нефти и газа месторождений Западной Сибири геофизическими методами.* Москва: Недра; 1974. 240 с.
17. Афиногенов Ю. А. *Исследование фильтрационных характеристик горных пород путем моделирования пластовых условий: диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук.* Новосибирск: Институт гидродинамики СО АН СССР; 1972. 150 с. URL:<https://search.rsl.ru/ru/record/01009817721?ysclid=mnpxneeveh532513354>
18. *Капилляриметр пластовый 4-х канальный ПИК-ИГК. Руководство по эксплуатации.* Новосибирск: АО "Геологика"; 2017. 37 с.
19. Амикс Дж., Басс Д., Уайтинг Р. *Физика нефтяного пласта:* пер. с английского. Москва: Гостоптехиздат; 1962. 572 с.
20. Джеббар Тиаб, Эрл Ч. Доналдсон. *Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов;* перевод с английского: Углов М. Д.; под ред. Петерсилье В. И., Былевского Г. А. Москва: Премиум Инжиниринг; 2009. 838 с.
21. Гильманова К. Я. *Программа для подбора значений капиллярных давлений по известным значениям граничной пористости.* Российская Федерация. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2024687478. 19 ноября 2024. URL: [https://www1.fips.ru/fips\\_servl/fips\\_servlet?DB=EVM&DocNumber=2024687478](https://www1.fips.ru/fips_servl/fips_servlet?DB=EVM&DocNumber=2024687478)

### References

1. Alekseev V. P., Fedorov Yu. N., Savenko V. A. *Structure and Correlation of Deposits of the Tyumen Formation of the Shaimsky Oil and Gas Region (Western Siberia).* Yekaterinburg: UGGU Publishing House; 2009. (In Russ.).

2. Atlas "Geology and Oil and Gas Potential of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug". Yekaterinburg: IzdatNaukaServis, 2004. (In Russ.).
3. Korzh M. V. *Paleogeographical Criteria of Oil and Gas Potential of the Jurassic of Western Siberia*. Moscow: Nauka; 1978. (In Russ.).
4. Mukher A. G. *Conditions of Formation of Lower-Middle Jurassic Continental Deposits of the Krasnoleninsky District in Connection with Oil and Gas Potential*: dissertation for the Degree of Candidate of Geological and Mineralogical Sciences. Tyumen; 1981. (In Russ.). URL:<https://search.rsl.ru/ru/record/01008906400?ysclid=mnptwx19t280056693>
5. Boronin P. A., Moskalenko N. Yu., Askerova D. E., Persidskaya A. N. Typification of the Tyumen Formation Section Based on Facies Conditions of Sedimentation. *Proceedings of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas*. 2021;(4):21–32. (In Russ.).
6. Muromtsev V. S. *Electrometric Geology of Sand Bodies of Oil and Gas Lithological Traps*. Leningrad: Nedra; 1984. (In Russ.).
7. Izotova T. S., Denisov S. B., Vendelstein B. Yu. *Sedimentological analysis of commercial geophysics data*. Moscow: Nedra; 1993. (In Russ.).
8. Petersilie V. I., Poroskun V. I., Yatsenko G. G. (eds.). *Methodological recommendations for determining the calculation parameters of oil and gas deposits using the volume method*. Moscow-Tver: Tvergeophysics Research Center; 2003. (In Russ.).
9. Mamyashev V. G., Zosimov F. N., Kudryavtsev V. S., Pikh N. A. *Method for Determining the Electrical Resistivity of Oil and Gas-Containing Reservoirs. USSR. Author's certificate No. 1249606. 7 August 1986*. (In Russ.). URL:<https://patents.google.com/patent/SU1249606A1/ru>
10. Volokitin Ya. E., Khabarov A. V. Complex technique for assessing the oil saturation factor of heterogeneous reservoirs. *NTV "Karotazhnik"*. 2009;(189):143–166. (In Russ.).
11. Akinshin A.V. *Improving the accuracy of determining the calculation parameters of texturally heterogeneous sandy-silt-clay reservoirs based on well geophysical data (using the example of the Vikulovsky deposits of the Krasnoleninsky arch): abstract of the dissertation for the degree of Candidate of Geological and Mineralogical Sciences*. Tyumen; 2013. (In Russ.). URL:<https://search.rsl.ru/ru/record/01005539379?ysclid=mnpxa1x9pf275869775>
12. Akinshin A. V., Rodivilov D. B., Yatsenko V. M., Makhmutov I. R., Anokhin A. V. Detailed study of lithological and petrophysical properties of texturally heterogeneous terrigenous reservoirs in Western Siberia. *Oil industry*. 2023;(6):16–19. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-6-16-19>
13. Spirina A. M., Gilmanova N. V., Moskalenko N. Yu., Gilmanova K. Ya. Using the intensity of core luminescence in ultraviolet light to substantiate the boundary values and saturation of low-permeability reservoirs. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2023;(10):77–83. (In Russ.).
14. Zubkov M. Yu., Kolpakov V. V. Residual water saturation and capillary pressure in a hydrocarbon deposit. *Mining Gazette*. 2010;(7):20–27. (In Russ.).
15. Rodivilov D. B., Kantemirov Yu. D., Makhmutov I. R., Akinshin A. V. *Practical guide to petrophysical modeling of oil and gas saturation*. Tyumen: CPI "Express". 2023. (In Russ.).

16. Leontiev E. I., Doroginitskaya L. M., Kuznetsov G. S., Malykhin A. Ya. *Study of Oil and Gas Reservoirs in Western Siberia Using Geophysical Methods*. Moscow: Nedra; 1974. (In Russ.).
17. Afinogenov Yu. A. *Investigation of filtration characteristics of rocks by modeling reservoir conditions: diss. for the degree of Candidate of Geological and Mineralogical Sciences*. Novosibirsk: Institute of Hydrodynamics SB Academy of Sciences of the USSR, 1972. (In Russ.). URL: <https://search.rsl.ru/ru/record/01009817721?ysclid=mnpxneeveh532513354>
18. *Capillarimeter 4-channel PIK-IGK. User Manual*. Novosibirsk: JSC Geologika; 2017. (In Russ.).
19. James W. Amyx, Daniel M. Bass, Jr. Robert Z. Whiting. *Petroleum reservoir engineering. Physical properties*. New York a. o., McGraw-Hill, 1960
20. Tiab Djebbar, Donaldson, Erle C. *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*: Elsevier, cop. 2009 978-0-7506-7711-0
21. Gilmanova K. Ya. *Program for selecting capillary pressure values based on known boundary porosity values*. Russian Federation. Certificate of State Registration of a Computer Program No. 2024687478. 19 November 2024. (In Russ.). URL: [https://www1.fips.ru/fips\\_serv1/fips\\_servlet?DB=EVM&DocNumber=2024687478](https://www1.fips.ru/fips_serv1/fips_servlet?DB=EVM&DocNumber=2024687478)

#### **Информация об авторе / Information about the author**

**Гильманова Ксения Яновна**, геолог 2-й категории, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Тюмень, аспирант, Тюменский индустриальный университет, [Kseniya.Gilmanova@lukoil.com](mailto:Kseniya.Gilmanova@lukoil.com)

**Kseniya Ya. Gilmanova**, Category II Geologist, LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, Graduate Student, Industrial University of Tyumen, [Kseya.Gilmanova@lukoil.com](mailto:Kseya.Gilmanova@lukoil.com)

*Поступила в редакцию / Received 30.09.2025*

*Поступила после рецензирования / Revised 23.10.2025*

*Принята к публикации / Accepted 01.04.2026*