

## Использование аналитических моделей для расчета динамической вязкости пластовой нефти при различных термобарических условиях

С.А. Заночуев\*, Е.А. Громова, А.А. Гребенкин, В.О. Ахмеров, Н.М. Мягков  
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия  
E-mail: \*sazanochuev@tnnc.rosneft.ru

**Аннотация.** В статье обсуждается авторский способ использования аппроксимационной модели, основанной на экспериментальных данных, позволяющей пользователю, владея лишь информацией о термобарических условиях, производить расчет динамической вязкости пластовой нефти. Приведен практический пример использования предложенного подхода для расчета изменения динамической вязкости реальной нефти в ходе разработки одного из месторождений Ванкорской группы. В приведенном примере представлены реальные экспериментальные данные для образца высоковязкой нефти и построенная на их основе двухпараметрическая математическая модель динамической вязкости в зависимости от газосодержания при различных термобарических условиях.

Преимуществом предложенного в статье способа представления данных является возможность его прямого внедрения в гидродинамические симуляторы для корректного расчета значений динамической вязкости пластовой нефти.

**Ключевые слова:** пластовая нефть, динамическая вязкость, газосодержание, эксперимент дифференциального разгазирования, давление насыщения

**Для цитирования:** Заночуев С.А., Громова Е.А., Гребенкин А.А., Ахмеров В.О., Мягков Н.М. Использование аналитических моделей для расчета динамической вязкости пластовой нефти при различных термобарических условиях // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 4(43). С. 91–105. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-43.art7>

Динамическая вязкость – важнейший показатель, характеризующий реологические свойства жидких сред при различных термобарических условиях. Качество определения этого параметра приобретает особое значение в нефтепромысловых расчетах, основанных на фундаментальных законах движения неразрывных сред. Корректное задание исходной информации о вязкостных характеристиках значительно повышает точность прикладных расчетов, связанных с процессами фильтрации, добычи, подготовки и транспорта нефтегазовых систем. На той или иной стадии перечисленных выше

технологических процессов происходят изменения не только давления и температуры, но и фазового состояния исходного пластового флюида. Более того, могут происходить процессы, связанные с образованием твердых асфальтено-смолистых или парафиновых (АСП) структур, оказывающие влияние на реологические свойства движущегося флюида. В этом случае наиболее ценными становятся экспериментальные данные, полученные при заданных термобарических условиях с помощью специализированных средств измерения.

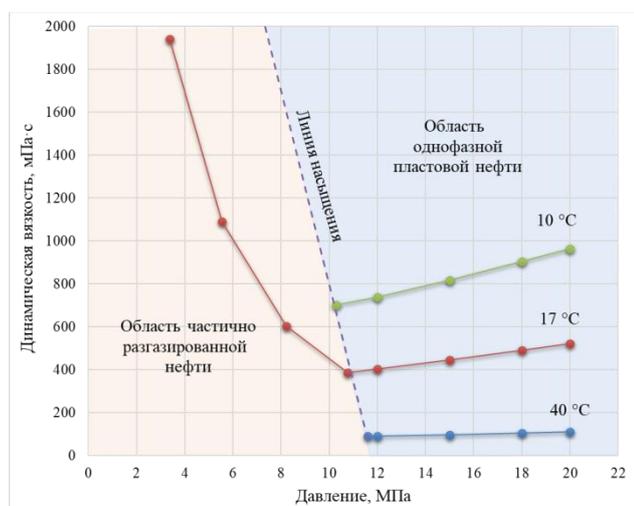
Из числа стандартных характеристик пластовой нефти, таких как плотность, вязкость, газосодержание, объемный коэффициент, наиболее сложным для корректных расчетов представляется параметр динамической вязкости, который значительно зависит от изменения как внешних условий (давления и температуры), так и внутренней структуры флюида (условия сдвига, образования АСП-структур).

Измерения значений динамической вязкости пластовой нефти осуществляют при исследованиях глубинных и рекомбинированных проб, характеризующих углеводородную систему изучаемой залежи. Глубинные пробы отбирают непосредственно в скважинах при условиях, обеспечивающих их представительность. Рекомбинированные пробы создают в лабораториях из проб, отобранных из сепаратора, опираясь на промысловые данные о соотношении проходящих через сепаратор равновесных газовой и жидкой фаз.

Стандартный комплекс исследований, как правило, включает в себя измерения динамической вязкости нефти при трех температурах и давлениях, превышающих давление насыщения [1]. Дополнительно к стандартному комплексу измерений

зачастую проводят измерения вязкости нефти на ступенях дифференциального разгазирования. В ходе этого эксперимента при температуре, равной пластовой, ступенчато, вплоть до атмосферного, снижают давление, отводя выделившуюся газовую фазу с замером ее объема и состава. Для жидкой фазы проводят измерение основных параметров: плотности, вязкости, газосодержания, объемного коэффициента. Этот ступенчатый процесс моделирует снижение давления в залежи в ходе ее эксплуатации и обеспечивает инженеров данными для проведения соответствующих расчетов на длительный период разработки месторождения. Недостатком дифференциального разгазирования является длительность и трудоемкость выполнения измерений, но его значимость для получения информации о составе и свойствах нефти при давлениях ниже давления насыщения неоспорима.

На рис. 1 в качестве примера представлены экспериментальные данные о динамической вязкости нефти, полученные в ходе выполнения стандартного комплекса лабораторных исследований глубинной пробы пласта Дл-3 Ванкорской группы месторождений.



**Рис. 1.** Результаты измерений динамической вязкости пластовой нефти при проведении стандартных исследований глубинной пробы (на примере образца пластовой нефти Дл-3 Ванкорской группы месторождений)

Стоит отметить, что в области частичного разгазирования при снижении давления наблюдается кратное повышение вязкости, которое в первую очередь характерно именно для высоковязкой нефти. Согласно сложившейся практике, результаты подобных измерений могут использоваться в последующем для решения задач моделирования и контроля за разработкой залежей, а также в расчетах движения нефти по стволу скважины и технологическим линиям. Однако при таком подходе отсутствуют замеры в большей части двухфазной области при температурах, отличных от пластовой, и давлениях ниже давления на линии насыщения (см. рис. 1). Знание величины вязкости в не охарактеризованной данными области является не менее важным, так как при движении нефти от забоя скважины по технологическим линиям (ствол скважины, шлейфы, трубопроводы и т. д.) дегазация нефти происходит уже не при пластовой температуре, а значит, наблюдается иная динамика изменения ее состава и физических свойств.

Распространенным методом для описания изменения вязкости углеводородных флюидов являются модели, основанные на корреляционных связях параметров пластовой нефти с динамической вязкостью. Наиболее известная модель, используемая для описания изменения вязкости при различных термобарических условиях, предложена в 1964 г. в работе Лоренца, Брея и Кларка (модель LBC) [2]. Результативность и корректность расчетов на основе этой модели напрямую зависят от информации о свойствах нефти (компонентный состав, плотность), а также наличия экспериментальных данных о ее

вязкости в некотором диапазоне давлений и температур. Процесс адаптации модели заключается в подборе пяти коэффициентов, которые затем используются в гидродинамических моделях для оценки динамической вязкости в том диапазоне термобарических условий, в котором проводятся соответствующие расчеты.

Еще одна модель, основанная на принципе соответственных состояний (CSP – corresponding states principle), предложенная К. Петерсон и Фреденслундом [3] и заложенная в ряд гидродинамических симуляторов, также требует предварительной адаптации на экспериментальные данные, отсутствие которых приводит к значительным отклонениям как от фактических значений, так и от значений, рассчитанных по модели LBC.

Существенным недостатком моделей LBC и CSP является невозможность в ряде случаев воспроизвести с их помощью изменение динамической вязкости пластовой нефти в процессе ее разгазирования во всем диапазоне давлений – от начального пластового до атмосферного. Кроме того, при подготовке моделей на основе LBC необходимо в обязательном порядке контролировать корректность расчета вязкости газа, экспериментальные данные о которой, как правило, отсутствуют. Причина заключается в том, что подбираемые корреляционные коэффициенты в последующем используются для расчета вязкости как жидкой, так и газовой фазы, в результате чего при достаточно успешной адаптации на известные значения вязкости нефти очень часто наблюдается явно нефизичное поведение расчетных значений вязкости газа.

В случаях, когда отсутствует возможность качественно настроить корреляционную зависимость на экспериментальные данные во всем диапазоне давлений, для выполнения гидродинамических расчетов инженеры используют модели, которые показывают наилучшую сходимость в области высоких давлений, пренебрегая качеством адаптации в области более низких. Такой подход допустим, если большая часть гидродинамических расчетов выполняется для диапазона давлений, в котором достигается приемлемый уровень сходимости расчетных и экспериментальных данных, но и это условие выполнить удается не всегда.

Значительный интерес к развитию корреляционных связей, позволяющих оперативно и с высокой точностью определять значения динамической вязкости, связан, прежде всего, со сложностью измерений этого параметра для газонасыщенной нефти, особенно при высоких давлениях и температурах. В своей работе Ф. Хадавигоадам с соавторами [4] приводят обзор наиболее известных корреляций и показывают, что большинство опубликованных работ основано на данных конкретных месторождений и без должного объема достоверной экспериментальной информации не могут быть экстраполированы с удовлетворительной точностью для прогнозирования вязкости новых залежей. Авторы указанной работы предлагают подход к оценке вязкости сырой нефти, основанный на методах машинного обучения, и демонстрируют высокую точность разработанных моделей.

В ранее опубликованной авторами данной статьи работе [5] была предложена эмпирическая модель динамической вязкости газонасыщенной нефти одной из залежей

Восточной Сибири в зависимости от газосодержания, давления и температуры. В работе были использованы экспериментальные данные, полученные с помощью капиллярного вискозиметра, на основе которых предложены зависимости, позволяющие рассчитать вязкость нефти в условиях низких пластовых температур (5–20 °С).

Для вывода зависимостей, лежащих в основе описанных выше типов моделей, необходимо накопить достаточный объем экспериментальной информации. Как уже было отмечено ранее, если свойства изучаемого объекта значительно отличаются от тех, что были использованы при установлении модельной зависимости, использование ее «базовых» коэффициентов может приводить к значительным ошибкам в расчетах, а зачастую и к невозможности адаптации модели на имеющиеся экспериментальные данные. По указанной причине в случаях, когда имеется возможность выполнить измерения вязкости нефти на основе собственного представительного образца, целесообразнее пользоваться аналитико-аппроксимационными моделями.

В настоящее время для измерений динамической вязкости нефти под давлением используются вискозиметры различного типа: электромагнитный, шариковый, капиллярный и другие, обладающие разными метрологическими характеристиками. Например, электромагнитный вискозиметр, используемый для измерения динамической вязкости авторами работы, основан на принципе измерения силы тока, необходимой для движения калиброванного поршня в измеряемой среде с постоянной скоростью. Заявленная в рамках аттестованной методики расширенная относительная неопределенность измерений составляет 2% [6].

Повышенный контроль достоверности определения динамической вязкости пластовой нефти также связан с возможными льготами при разработке залежей высоковязкой нефти [7, 8]. Предусмотренное статьей 343 Налогового кодекса Российской Федерации с 2017 по 2020 гг. снижение налога на добычу полезных ископаемых при разработке залежей сверхвязкой нефти в настоящее время отменено, но регулярно поднимается вопрос о возвращении соответствующих льгот. Более того, период возможного льготирования может наступить не на начальной стадии разработки месторождения, а уже после его введения в эксплуатацию, вследствие увеличения вязкости нефти в результате ее частичного разгазирования. Поэтому важно создать простой и корректный экспериментально-аналитический подход, позволяющий прогнозировать значения вязкости на любом жизненном цикле месторождения, особенно в условиях добычи высоковязкой нефти.

В рамках данной работы решается задача создания нового аналитико-аппроксимационного подхода представления экспериментальных данных, основанного исключительно на фактических замерах динамической вязкости пластовой нефти изучаемого объекта. В основу разработки и тестирования технологии положены экспериментальные измерения динамической вязкости высоковязкой газонасыщенной нефти пласта Дл-3 Ванкорской группы месторождений. Первоначально в лабораторных условиях на основе безводной нефти и попутного нефтяного газа была создана рекомбинированная модель пластовой нефти, которая была предельно насыщена газом на термобарические условия залегания пласта Дл-3 (17 °С

и 10,9 МПа). Исследования проводились в аккредитованной лаборатории с использованием электромагнитного вискозиметра Cambridge с широким диапазоном измерений динамической вязкости 0,2–10000 мПа·с.

#### **Подготовка зависимости изменения вязкости в области однофазной пластовой нефти**

Были проведены измерения вязкости при пластовой температуре (17 °С) и двух других температурах (10 и 40 °С) в области однофазной пластовой нефти (табл. 1, рис. 1). Пластовая нефть при термобарических условиях залегания характеризуется вязкостью свыше 200 мПа·с, что, потенциально позволяет отнести ее к категории, на которую могут распространяться налоговые льготы.

Таблица 1

#### **Динамика изменения динамической вязкости нефти от давления и температуры**

Давление, МПа	Динамическая вязкость, мПа·с
при T=40 °С	
20,00	109,8
18,00	105,0
15,00	97,9
12,00	92,5
11,30	91,7
при T=17 °С	
20,00	521,2
18,00	490,8
15,00	445,2
12,00	403,2
10,77	388,5
при T=10 °С	
20,00	963,5
18,00	905,9
15,00	819,5
12,00	740,7
10,29	701,8

Аппроксимационную модель, позволяющую пользователям производить расчеты в диапазоне измерений, предлагается использовать в следующем виде [9]:

$$\mu(P, T) = \sum_{i, j=-1}^1 k_{ij} P^{(i)} T^{(j)}, \quad (1)$$

где  $P$  – давление (избыточное), Па;  $T$  – температура, °С;  $k_{ij}$  – эмпирические коэффициенты для расчета динамической вязкости в однофазной области.

Данная модель может с приемлемой степенью точности воспроизводить изменения динамической вязкости пластовой нефти в зависимости от давления и температуры.

Большое количество степеней свободы модели позволяет использовать ее даже в случае нелинейного изменения динамической вязкости от термобарических условий.

Задача поиска эмпирических коэффициентов  $k_{ij}$  решается классически – методом наименьших квадратов в общем виде в следующей постановке:

$$\Omega = \sum_n \left( \mu_n^{\text{изм}}(P_n, T_n) - \mu_n^{\text{расч}}(P_n, T_n) \right)^2 \rightarrow \min \quad (2)$$

где  $n$  – индекс имеющихся замеренных данных;  $\mu_n^{\text{изм}}$  – измеренное значение динамической вязкости, Па·с;  $\mu_n^{\text{расч}}$  – рассчитанное по (1) значение динамической вязкости, Па·с.

Условия экстремума ищутся исходя из равенства нулю частных производных по искомым параметрам, в рассматриваемом случае – это эмпирические коэффициенты:

$$\frac{\partial \Omega}{\partial k_{ij}} = 0.$$

Частные производные по каждому искомому коэффициенту составляют систему из девяти линейных уравнений, решая которую определяют коэффициенты модели. Определенные для нефти пласта Дл-3 коэффициенты (табл. 2) позволяют пользователю рассчитывать значение динамической вязкости в интересующем диапазоне давлений и температур.

Таблица 2

**Значения коэффициентов  $k_{ij}$  для расчета вязкости пластовой нефти в однофазной области согласно рассмотренному примеру 1**

$j \backslash i$	1	2	3
1	10353,4	2841,9	355,4
2	993,8	-147,9	2,9
3	-25,0	2,7	-0,2

Рассчитанные по формуле (1) данные с учетом найденных эмпирических коэффициентов, а также результаты сравнения расчетных значений динамической вязкости с замеренными для пробы пластовой нефти в однофазной области, приведены в табл. 3.

Показано, что расчетная модель достоверно описывает замеренные значения во всем интересующем диапазоне давлений и темпе-

ратур. Максимальное отклонение экспериментальных и рассчитанных по модели (1) данных друг от друга не превышает 0,5%.

Таблица 3

**Сравнение замеренных и расчетных данных о вязкости пластовой нефти в однофазной области согласно рассмотренному примеру 1**

Давление, МПа	Динамическая вязкость, мПа·с		Сходимость расчета и замера, %
	замер	расчет по модели (1)	
При T=40 °C			
20,00	109,8	109,9	0,1%
18,00	105,0	104,8	0,2%
15,00	97,9	97,9	0,0%
12,00	92,5	92,4	0,1%
10,29	91,7	91,8	0,1%
При T=17 °C			
20,00	521,2	523,8	0,5%
18,00	490,8	490,3	0,1%
15,00	445,2	443,3	0,4%
12,00	403,2	402,8	0,1%
10,77	388,5	389,3	0,2%
При T=10 °C			
20,00	963,5	967,4	0,4%
18,00	905,9	905,4	0,1%
15,00	819,5	817,4	0,3%
12,00	740,7	739,1	0,2%
11,61	701,8	702,3	0,1%

**Подготовка зависимости изменения вязкости в области частично разгазированной нефти**

При проведении технологических расчетов необходимо иметь достоверную модель реологического поведения пластовой нефти с учетом изменчивости ее состава и свойств на всем производственном цикле «пласт–скважина–сборный пункт» не только для текущих пластовых условий, но и в длительной перспективе.

Предложенный выше подход может быть также использован и для описания реологических свойств нефти при давлениях ниже давления насыщения, т. е. когда ее свойства зависят не только от давления и температуры, но и от газосодержания. Однако в этом случае потребуется

привлечение дополнительной экспериментальной информации, так как в рассматриваемой области обычно имеются данные только о значениях вязкости на линии насыщения, замеренные в ходе стандартного эксперимента дифференциального разгазирования при одной температуре (см. рис. 1).

Для обеспеченности предложенной модели фактическими данными возникает необходимость проведения дополнительных экспериментов. На первом этапе по результатам измерений PV-соотношений получают зависимость давления насыщения от температуры при различной степени разгазирования пластовой нефти. Пример такой зависимости для нефти пласта Дл-3 представлен на рис. 2.

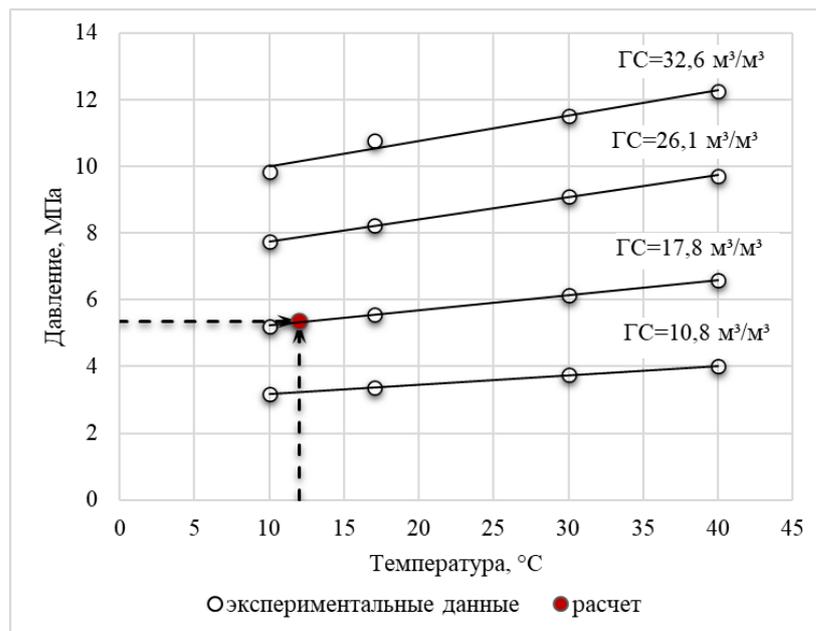


Рис. 2. Зависимость давления насыщения от температуры и степени разгазирования нефти

Используя эти данные, пользователь, имея только информацию о давлении и температуре, может оценивать степень насыщенности пластовой нефти при движении ее в технологическом

оборудовании. Так, например, при устьевом давлении 5,35 МПа и устьевой температуре 12 °С в нефти пласта Дл-3 будет растворено 17,8 м³ попутного нефтяного газа из расчета на 1 м³ дегазированной нефти.

По аналогии с (1) предложена модель для определения газосодержания нефти в зависимости от давления и температуры в следующем виде:

$$\Gamma(P, T) = \sum_{i,j=-1}^1 k'_{ij} P^{(i)} T^{(j)} \tag{3}$$

где  $P$  – давление (избыточное), Па;  $T$  – температура, °С;  $k'_{ij}$  – эмпирические коэффициенты для расчета газосодержания.

Условия экстремума также ищутся исходя из (2), заменяя в формуле параметр вязкости на газосодержание. Коэффициенты  $k'_{ij}$ , необходимые для расчета газосодержания рассматриваемой в качестве примера высоковязкой нефти представлены в табл. 4.

На следующем экспериментальном этапе проводятся замеры динамической вязкости пластовой нефти на различных ступенях ее разгазирования.

Таблица 4

**Значения коэффициентов  $k'_{ij}$  для расчета газосодержания пластовой нефти при различных давлениях и температурах**

$i \backslash j$	1	2	3
1	2,738	-27,985	7,025
2	-0,453	4,256	2,597
3	0,008	-0,081	-0,003

Важно отметить, что некорректно проводить измерение вязкости двухфазной системы (частично дегазированной нефти и выделившегося из нее газа). Поэтому, для каждой величины газосодержания вязкость измеряется при нескольких давлениях выше давления насыщения (3–4 точки), а непосредственно

при давлении насыщения определяется методом экстраполяции полученной зависимости. Основанная на экспериментальных данных зависимость динамической вязкости от давления и температуры в условиях предельного насыщения для нефти пласта Дл-3 представлена на рис. 3.

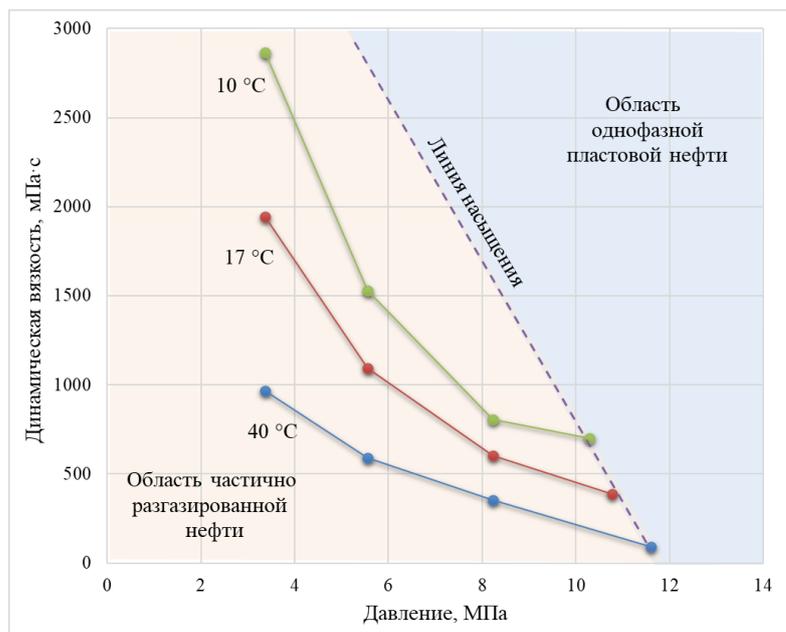


Рис. 3. Зависимость динамической вязкости нефти в области частичного разгазирования от давления и температуры

Модель для расчета динамической вязкости в условиях предельного насыщения со своими коэффициентами запишем в следующем виде:

$$\mu_{чд}(P, T) = \sum_{i, j=-1}^1 k''_{ij} P^{(i)} T^{(j)} \tag{4}$$

где  $P$  – давление (избыточное), Па;  $T$  – температура, °C;  $k''_{ij}$  – эмпирические коэффициенты для расчета динамической вязкости частично дегазированной нефти.

Значения коэффициентов для расчета вязкости предельно насыщенной нефти в двухфазной области в рассмотренном примере представлены в табл. 5. Можно видеть, что математическая модель с подобранными коэффициентами позволяет

производить расчеты с удовлетворительной точностью. Отметим, что нефть пласта Дл-3 характеризуется как тяжелая, сверхвязкая, при этом значение динамической вязкости при низких температурах превышает 1000 мПа·с.

Это значительно повышает возможные неопределенности при экспериментальных измерениях. Тем не менее при использовании полученной двухпараметрической зависимости отклонение рассчитанных и замеренных данных друг от друга в рассмотренном диапазоне температур и давлений не превышает 8%, а при пластовой температуре – 6% (табл. 6).

Таблица 5

**Матрица коэффициентов  $k'_{ij}$  для расчета вязкости пластовой нефти в области частичного разгазирования согласно рассмотренному примеру 2**

i \ j	1	2	3
1	61103,7	-2030,5	-293,4
2	6991,6	-578,4	37,615
3	-175,0	19,726	-1,074

Таблица 6

**Сравнение замеренных и расчетных данных о вязкости пластовой нефти в области частичного разгазирования согласно рассмотренному примеру 2**

№ замера	Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	P, МПа	T, °C	Динамическая вязкость, мПа·с		Сходимость расчета и замера, %
				замер	расчет по модели (4)	
1	32,6	9,84	10	552	545	1,2
2		10,77	17	389	367	5,7
3		11,50	30	213	224	4,8
4		12,27	40	138	128	7,6
5	26,1	7,74	10	837	863	3,1
6		8,23	17	558	580	3,7
7		9,10	30	303	321	5,6
8		9,73	40	191	193	0,9
9	17,8	5,22	10	1591	1580	0,7
10		5,55	17	1060	1020	3,9
11		6,15	30	522	533	2,1
12		6,59	40	315	307	2,7
13	10,8	3,17	10	2984	2994	0,3
14		3,37	17	1921	1903	1,0
15		3,74	30	892	939	5,0
16		4,01	40	515	488	5,6

Для сравнения точности предложенного подхода и наиболее распространенной модели Лоренца–Брея–Кларка была выполнена адаптация корреляционной зависимости LBC на экспериментально установленные для образца пласта Дл-3 значения вязкости при пластовой температуре

(17 °C). Наилучший вариант сходимости достигнут при варьировании всех пяти коэффициентов модели (см. табл. 7 и рис. 4). Можно видеть, что в рассмотренном диапазоне давлений точность воспроизведения экспериментальных данных в однофазной области составляет 1,2–24,7%, а в двухфазной – 4,8–69,5%.

Дополнительно с использованием модели LBC был произведен расчет динамической вязкости для исследованного образца нефти, основываясь только на данных о его составе (с использованием значений базовых коэффициентов). Результаты расчета также приведены в

табл. 7 и на рис. 4. Видно, что в случае отсутствия экспериментальных данных использование модели LBC действительно может приводить к значительным ошибкам в оценке величины динамической вязкости (в рассмотренном примере погрешность составляет 93–98%).

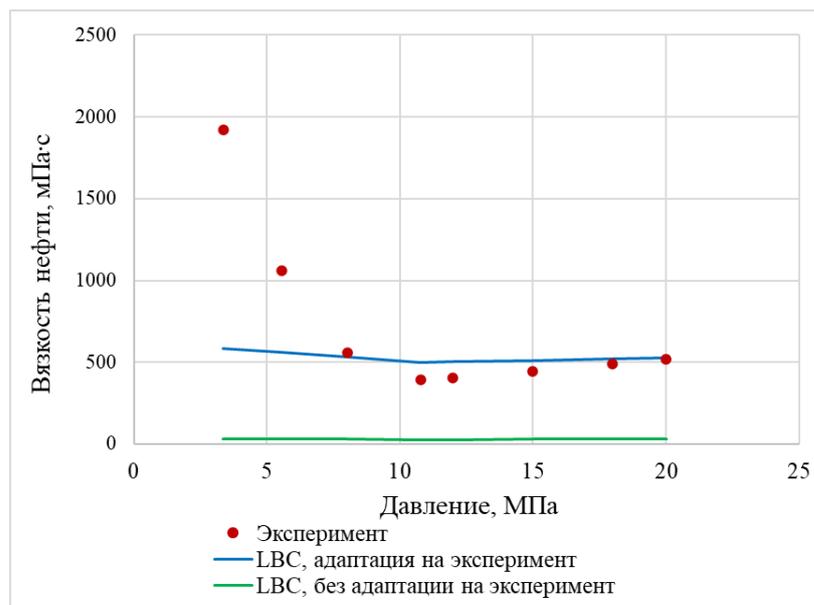


Рис. 4. Сравнение экспериментальных данных о динамической вязкости нефти при пластовой температуре и рассчитанных по модели LBC

Таблица 7

**Сравнение замеренной и рассчитанной с использованием модели LBC динамической вязкости пластовой нефти**

Область измерений	P, МПа	Замеренная динамическая вязкость, мПа·с	Рассчитанная динамическая вязкость без адаптации, мПа·с	Сходимость с замером, %	Рассчитанная динамическая вязкость после адаптации, мПа·с	Сходимость с замером, %
однофазная пластовая нефть	20,00	521,2	29,6	94,3	527,7	1,2
	18,00	490,8	29,2	94,1	521,7	6,3
	15,00	445,2	28,6	93,6	512,4	15,1
	12,00	403,2	27,9	93,1	503,0	24,7
частично разгазированная нефть	10,77	388,5	27,8	92,9	500,6	28,9
	8,02	558,0	29,9	94,6	531,4	4,8
	5,55	1060,0	32,0	97,0	560,7	47,1
	3,37	1921,0	33,9	98,2	586,3	69,5

В заключение необходимо отметить, что использование моделей (2)–(4) позволяет с высокой степенью достоверности производить расчеты динамической вязкости нефти при различных термобарических условиях и с учетом степени ее разгазирования. Если при подготовке предложенных аналитико-аппроксимационных зависимостей исследования проведены в области температур выше пластовой, они

могут быть успешно использованы при планировании тепловых методов снижения вязкости нефти при ее добыче и транспортировке. Кроме того, подобные параметрические зависимости в ряде случаев целесообразно получить и для других характеристик пластовой нефти, зависящих от термобарических условий и степени насыщения (например, плотности).

### Литература

1. ОСТ 153-39.2-048-2003. Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарирование нефтей. М.: ВНИИнефть, 2003. 89 с.
2. *Lohrenz J., Bray B.C., Clark C.R.* Calculating viscosities of reservoir fluids from their compositions // *Journal of Petroleum Technology*. 1964. Vol. 16, No. 10. P. 1171–1176. <https://doi.org/10.2118/915-PA>
3. *Pedersen K.S., Fredenslund Aa.* An improved corresponding states model for the prediction of oil and gas viscosities and thermal conductivities // *Chemical Engineering Science*. 1987. Vol. 42, No. 1. P. 182–186. [https://doi.org/10.1016/0009-2509\(87\)80225-7](https://doi.org/10.1016/0009-2509(87)80225-7)
4. *Хадавигоадам Ф., Чебышев И.С., Чапанова И.В., Хао Ю.* Новый подход к оценке вязкости сырой нефти на основе метода машинного обучения // *Территория Нефтегаз*. 2020. № 9–10. С. 12–18.
5. *Заночуев С.А., Тимшин Е.Н., Громова Е.А.* Реологические характеристики газонасыщенных нефтей хамакинского горизонта Чайядинского месторождения // *Территория Нефтегаз*. 2013. № 11. С. 18–21.
6. М 5.2-0029-2019 ГСИ. Пластовые флюиды. Методика измерений термодинамических характеристик пластовых флюидов на установках фазового равновесия. Тюмень, 2019.
7. *Шарф И.В., Борзенкова Д.Н.* Трудноизвлекаемые запасы нефти: понятие, классификационные подходы и стимулирование разработки // *Фундаментальные исследования*. 2015. № 2. Ч. 16. С. 3593–3597.
8. *Трайзе В.В., Ткаченко Е.И., Масловских П.С., Грандов Д.В.* К вопросу оценки рентабельных извлекаемых запасов залежей высоковязкой нефти // *Недропользование XXI век*. 2022. № 1(93). С. 50–55.
9. *Громова Е.А., Заночуев С.А.* Лабораторно-аналитическое сопровождение многофазной расходомерии на газоконденсатных объектах // *Вести газовой науки*. 2021. № 1(46). С. 53–60.

### Информация об авторах

Сергей Анатольевич Заночуев – к.т.н., начальник отдела, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, [sazanochuev@tnnc.rosneft.ru](mailto:sazanochuev@tnnc.rosneft.ru)

*Евгения Александровна Громова* – к.т.н., эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, [eaгромova@tnnc.rosneft.ru](mailto:eaгромova@tnnc.rosneft.ru)

*Алексей Алексеевич Гребенкин* – главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия.

*Владислав Олегович Ахмеров* – специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия.

*Николай Михайлович Мягков* – заведующий лабораторией, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия.

**Поступила в редакцию 02.08.2023**

## Application of analytical models for assessment of crude oil dynamic viscosity at different thermobaric conditions

S.A. Zanochev\*, E.A. Gromova, A.A. Grebenkin, V.O. Akhmerov, N.M. Myagkov

Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia

E-mail: \*sazanochev@tnnc.rosneft.ru

**Abstract.** The article describes author approach to application of approximating model based on experimental evidences. This model allows a user to realize assessment of crude oil dynamic viscosity applying only thermobaric conditions. The authors conduct a case study of suggested approach for the purpose of analysis of dynamic viscosity during oil production in an actual field of the Vankorskaya group. The given example presents real experimental data for viscous oil sample, on the basis of which a two-parameter numerical model of dynamic viscosity as function of gas content at different thermobaric conditions is simulated.

The benefit of suggested data display mode is the possibility of its direct incorporation in hydro-dynamic simulation for correct assessment of crude oil dynamic viscosity.

**Keywords:** crude oil, dynamic viscosity, gas content, differential liberation test, saturation pressure

**Citation:** Zanochev S.A., Gromova E.A., Grebenkin A.A., Akhmerov V.O., Myagkov N.M. Application of analytical models for assessment of crude oil dynamic viscosity at different thermobaric conditions // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 4(43). P. 91–105. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-43.art7> (In Russ.).

### References

1. OST 15-39.2-043-2003. Oil. Routine testing of the properties of reservoir oil. Moscow: VNIIneft, 2003. 89 p. (In Russ.).
2. Lohrenz J., Bray B.C., Clark C.R. Calculating viscosities of reservoir fluids from their compositions // Journal of Petroleum Technology. 1964. Vol. 16, No. 10. P. 1171–1176. <https://doi.org/10.2118/915-PA>
3. Pedersen K.S., Fredenslund Aa. An improved corresponding states model for the prediction of oil and gas viscosities and thermal conductivities // Chemical Engineering Science. 1987. Vol. 42, No. 1. P. 182–186. [https://doi.org/10.1016/0009-2509\(87\)80225-7](https://doi.org/10.1016/0009-2509(87)80225-7)
4. Hadavimogaddam F., Chebyshav I.S., Chapanova I.V, Hao Yu. A new approach to estimating crude oil viscosity based on machine learning method // Territorija Neftegaz. 2020. No. 9–10. P. 12–18. (In Russ.).
5. Zanochev S.A., Timshin E.N., Gromova E.A. Rheological characteristics of saturated oils Hamakinskiy reservoir Chayanda field // Territorija Neftegaz. 2013. No. 11. P. 18–21. (In Russ.).
6. M 5.2-0029-2019 GSI. Reservoir fluids. Technique of measurement of reservoir fluid thermodynamic properties on phase equilibrium installation. Tyumen, 2019. (In Russ.).

7. *Sharf I.V., Borzenkova L.N.* Unconventional oil: definition, classification approaches and development stimulation // *Fundamental Research*. 2015. No. 2. Part 16. P. 3593–3597. (In Russ.).

8. *Traize V.V., Tkachenko E. I., Maslovskikh P.S., Grandov L.V.* Revisiting the issue of estimating commercial reserves of highly-viscous oil // *Subsoil Use XXI Century*. 2022. No. 1(93). P. 50–55. (In Russ.).

9. *Gromova E.A., Zanochuev S.A.* Laboratory-analytical provision for multiphase flow measurements at gas-condensate facilities // *Vesti Gazovoy Nauki*. 2021. No. 1(46). P. 53–60. (In Russ.).

#### **Information about the authors**

*Sergey A. Zanochuev* – Cand. Sci. (Eng.), Head of Department, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia, [sazanochuev@tnc.rosneft.ru](mailto:sazanochuev@tnc.rosneft.ru)

*Evgeniya A. Gromova* – Cand. Sci. (Eng.), Expert, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia, [eagromova@tnc.rosneft.ru](mailto:eagromova@tnc.rosneft.ru)

*Aleksey A. Grebenkin* – Specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia.

*Vladislav O. Akhmerov* – Specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia.

*Nikolay M. Myagkov* – Head of Laboratory, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia.

**Received 02.08.2023**