

УДК 66.061.1  
МРНТИ 31.15.25

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108678>

Получена: 02.10.2023.

Одобрена: 23.11.2023.

Опубликована: 30.12.2023.

## Оригинальное исследование

### Комплексный методический подход к обоснованию свойств высоковязких нефтей на примере месторождения Каражанбас

Р.Н. Утеев, К.М. Кунжарикова, Л.М. Бисикенова, Г.Ж. Бектас

*КМГ Инжиниринг, г. Астана, Казахстан*

#### АННОТАЦИЯ

**Обоснование.** Характерной особенностью современного этапа разработки нефтяных месторождений является увеличение доли трудноизвлекаемой нефти, к которой относится в основном тяжёлая, высоковязкая нефть. Это связано с изменениями структуры нефти, увеличением обводнённости добываемой нефти, неблагоприятными для извлечения геолого-геофизическими характеристиками и условиями залегаания. Запасы такой нефти значительно превышают запасы легкой и маловязкой нефти и, по оценкам специалистов, они составляют не менее 1 трлн т. В промышленно развитых странах они рассматриваются не столько как резерв добычи нефти, сколько в качестве основной базы её развития на ближайшие годы. Особенность тяжелой нефти объясняется её составом и PVT свойствами, которые оказывают достаточно серьёзное влияние на добычу.

**Цель.** Применение комплексного подхода к обоснованию свойств высоковязкой нефти и инструментов математического моделирования фазового состояния флюидов с целью повышения достоверности подсчёта запасов и эффективности разработки месторождений.

**Материалы и методы.** В основу научной работы легли результаты геохимических исследований (фингерпринтинг и биомаркерный анализ), экспериментальные данные геологических исследований и результаты моделирования фазового состояния флюидов.

**Результаты.** Предложено использование комплексного подхода к интерпретации данных и композиционных расчётов, которые позволяют сузить диапазон неопределённости и объясняют огромную вариацию значений физико-химических параметров по пробам.

**Заключение.** Комплексный подход анализа результатов PVT экспериментов вместе с геолого-промышленными данными и результатами геохимических исследований обеспечивают получение высококачественных данных, позволяющих принимать стратегические решения по разработке месторождений, проводить точную оценку ресурсов и прогнозировать добычу углеводородов.

**Ключевые слова:** PVT модель, залежь, высоковязкая нефть, корреляция.

#### Как цитировать:

Утеев Р.Н., Кунжарикова К.М., Бисикенова Л.М., Бектас Г.Ж. Комплексный методический подход к обоснованию свойств высоковязких нефтей на примере месторождения Каражанбас // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2023. Том 5, №4. С. 107–116. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108678>.

UDC 66.061.1  
CSCSTI 31.15.25

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108678>

Received: 02.10.2023.

Accepted: 23.11.2023.

Published: 30.12.2023.

## Original article

### An integrated methodological approach to substantiating the properties of high-viscosity oils using the example of the Karazhanbas oil field

Rakhim N. Uteev, Klara M. Kunzharikova, Laura M. Bissikenova, Gaukhar Zh. Bektas  
*KMG Engineering, Astana, Kazakhstan*

#### ABSTRACT

**Rationale:** A characteristic feature of the modern stage of oil field development is the increase in the share of hard-to-recover oils, which mainly include heavy, highly viscous oils. This is due to changes in the structure of oil, an increase in the water cut of produced oil, geological and geophysical characteristics and conditions of oil occurrence that are unfavorable for extraction. The reserves of such oil significantly exceed the reserves of light and low-viscosity oil and, according to experts, they amount to at least 1 trillion tons. In industrialized countries they are considered not so much as a reserve for oil production, but as the main basis for its development in the coming years. The peculiarity of heavy oil is explained by its composition and PVT properties, which have a fairly serious impact on production.

**Target:** Application of an integrated approach to substantiating the properties of high-viscosity oil and tools for mathematical modeling of the phase state of fluids in order to increase the reliability of reserve calculations and the efficiency of the oil field development.

**Materials and methods:** The scientific work was based on the results of geochemical studies (fingerprinting and biomarker analysis), experimental data from rheological studies and the results of modeling the phase state of fluids.

**Results:** It is proposed to use an integrated approach to data interpretation and compositional calculations, which make it possible to narrow the range of uncertainty and explain the huge variation in the values of physicochemical parameters across samples.

**Conclusion:** An integrated approach to analyzing the results of PVT experiments, together with geological and field data and the results of geochemical studies, provides high-quality data that allows you to make strategic decisions on the oil field development, conduct accurate resource assessments and predict hydrocarbon production.

**Keywords:** *PVT model, reservoir, high-viscosity oil, correlation.*

#### To cite this article:

Kunzharikova KM, Bissikenova LM, Bektas GZ. An integrated methodological approach to substantiating the properties of high-viscosity oils using the example of the Karazhanbas oil field. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2023;5(4):107–116. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108678>.

ӨЖ 66.061.1  
ҒТАХР 31.15.25

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108678>

Қабылданды: 02.10.2023.

Мақұлданды: 23.11.2023.

Жарияланды: 30.12.2023.

## Түпнұсқа зерттеу

### Қаражанбас кен орны мысалында тұтқырлығы жоғары мұнайдың қасиеттерін негіздеудегі кешенді әдістемелік тәсіл

Р.Н. Өтеев, К.М. Күнжарықова, Л.М. Бисекенова, Г.Ж. Бектас

ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан

#### АННОТАЦИЯ

**Негіздеу.** Мұнай кен орындарын игерудің қазіргі кезеңінің өзіне тән ерекшелігі негізінен ауыр, тұтқырлығы жоғары мұнайды қамтитын, өндірілуі қиын мұнайдың үлесін ұлғайту болып табылады. Бұл мұнай құрылымының өзгеруіне, өндірілетін мұнайдың сулануының ұлғаюына, өндіруге қолайсыз геологиялық-геофизикалық сипаттамаларға және мұнайдың пайда болу жағдайларына байланысты. Мұндай мұнай қорлары жеңіл және тұтқырлығы төмен мұнай қорларынан айтарлықтай асып түседі және мамандардың бағалауы бойынша олар кем дегенде 1 трлн тоннаны құрайды. Индустриалды дамыған елдерде олар мұнай өндіру резерві ретінде емес, оны алдағы жылдарға дамытудың негізгі базасы ретінде қарастырылады. Ауыр мұнайдың ерекшелігі оның құрамы мен PVT қасиеттеріне байланысты, бұл өндіріске айтарлықтай әсер етеді.

**Мақсаты.** Қорларды есептеудің дұрыстығын және кен орындарын игерудің тиімділігін арттыру мақсатында тұтқырлығы жоғары мұнайдың қасиеттерін және сұйықтықтардың фазалық күйін математикалық модельдеу құралдарын негіздеуге кешенді тәсілді қолдану.

**Материалдар мен әдістер.** Ғылыми жұмыстың негізі геохимиялық зерттеулердің нәтижелері (фингерпринтинг және биомаркерлік талдау), реологиялық зерттеулердің эксперименттік деректері және сұйықтықтардың фазалық күйін модельдеу нәтижелері болды.

**Нәтижелері.** Деректер интерпретациясы мен композициялық есептеулерге кешенді тәсілді қолдану ұсынылады, бұл белгісіздік ауқымын тарылтуға мүмкіндік береді және сынамалар бойынша физика-химиялық параметрлер мөндерінің үлкен вариациясын түсіндіреді.

**Қорытынды.** Тәжірибелердің PVT нәтижелерін талдаудың кешенді тәсілі геологиялық-кәсіптік деректермен және геохимиялық зерттеулердің нәтижелерімен бірге кен орындарын игеру бойынша стратегиялық шешімдер қабылдауға, ресурстарды дәл бағалауға және көмірсутектерді өндіруді болжауға мүмкіндік беретін жоғары сапалы деректерді алуды қамтамасыз етеді.

**Негізгі сөздер:** PVT моделі, кеніш, тұтқырлығы жоғары мұнай, корреляция.

#### Как цитировать:

Өтеев Р.Н., Күнжарықова К.М., Бисекенова Л.М., Бектас Г.Ж. Қаражанбас кен орны мысалында тұтқырлығы жоғары мұнайдың қасиеттерін негіздеудегі кешенді әдістемелік тәсіл // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2023. 5 том, №4, 107–116 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108678>.

### Введение

По мере истощения сравнительно легко извлекаемых запасов как в мире, так и в Казахстане необходимы новые подходы в области разработки технологий добычи высоковязких нефтей. В промышленно развитых странах высоковязкая нефть рассматривается не столько как резерв добычи нефти, сколько в качестве основной базы её развития на ближайшие годы. Особенность тяжёлой нефти объясняется её составом и PVT свойствами, которые оказывают достаточно серьёзное влияние на добычу. Для этого необходимо как можно больше научно-исследовательских работ, содержащих максимальное количество сведений о физико-химических и реологических свойствах исследуемой нефти. Разработка единого поэтапного подхода по созданию и адаптации PVT моделей высоковязкой нефти на основе трехпараметрического кубического уравнения состояния для достоверного моделирования PVT свойств пластовых флюидов позволит получить высококачественные данные, позволяющие принимать стратегические решения по разработке месторождений, проводить точную оценку ресурсов и прогнозировать добычу углеводородов [1].

### Основная часть

Одним из важных факторов, осложняющих разработку нефтяных месторождений и делающих нефть трудноизвлекаемыми, является высокая вязкость добываемой нефти, содержащей значительное количество смол, асфальтенов, парафинов, обуславливающих высокую степень структурированности нефти [2].

Согласно последнему утвержденному отчету по подсчёту запасов месторождения Каражанбас (ПЗ-2008 г.), свойства пластовой нефти принимались отдельно по горизонтам А, Б, В, Г, Д1, Д2, Ю-I, Ю-II, Ю-III. Параметры пластовой нефти обосновывались отдельно по горизонтам путём отбраковки некачественных проб и осреднений значений параметров по оставшимся пробам. Однако изученность разных горизонтов пробами неравномерная, и горизонты с отбором небольшого количества проб имеют повышенные неопределенности при оценке параметров. В табл. 1 приведены данные по изученности пробами месторождения Каражанбас.

Таблица показывает неравномерную изученность горизонтов. Значительная часть проб отбиралась из совместных горизонтов. Всего по месторождению отобрано 259 проб из 148 скважин, в т.ч. 197 проб из меловых и 62 пробы из юрских отложений.

В ходе аналитической работы по изучению состава и свойств параметров пластовой

**Таблица 1. Изученность месторождения пробами пластовой нефти**  
**Table 1. Knowledge of the field using reservoir oil samples**

Объект Object	Кол-во скважин, ед. Number of wells, units	Кол-во проб пластовой нефти, ед. Number of reservoir oil samples, units
А	36	65
Б	8	15
В	1	2
А, Б, В	19	41
Г	47	67
Д1	3	3
Г, Д	2	4
Д2	3	9
Ю-I	17	28
Д2, Ю-I	4	7
Ю-II	0	0
Ю-I, Ю-II	3	5
Ю-III	5	13
Всего по меловым отложениям Total for Cretaceous deposits	116	197
Всего по юрским отложениям Total for Jurassic deposits	32	62
Итого по месторождению Total for the oil field	148	259

и сепарированной нефти по месторождению были выявлены следующие характерные особенности:

- высота всей продуктивной толщи (меловые и юрские отложения) достигает 280 м, а разница глубин залегания одного горизонта по разным блокам достигает 200 м;

- плотность дегазированной нефти практически не изменяется по горизонтам, блокам и возрасту коллектора, о чём свидетельствуют выводы по начальным пробам, сделанные в отчёте 1977 г. (941–945 кг/м<sup>3</sup>), результаты исследований более поздних отборов проб (среднее значение плотности нефти составляет 937 кг/м<sup>3</sup> при стандартном отклонении 6,5 кг/м<sup>3</sup>); [3].

- изучив зависимость давления насыщения от газосодержания пластовой нефти по пробам с месторождения Каражанбас (рис. 1), можно увидеть устойчивую корреляционную связь этих параметров, которая не зависит от принадлежности пробы к продуктивному горизонту и выражается

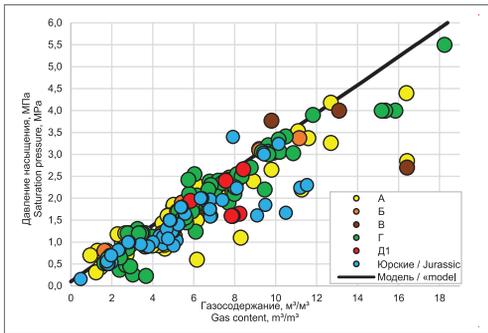
единым коэффициентом растворимости. Это физически обосновано при отсутствии изменчивости с глубиной свойств сепарированной нефти (отсутствие вариации плотности) и состава газа сепарации (состав практически состоит из метана (на 93–95 мол.%), а содержание гомологов метана – около 3 мол.%).

На рис. 1 также можно увидеть, что уже в начальный период изучения флюидов месторождения газосодержание по глубинным пробам фиксировалось в довольно большом диапазоне. Такое поведение флюидов при начальных условиях характерно для околонушенных флюидов. В дальнейшем при разработке месторождения, несмотря на мероприятия по поддержанию пластового давления, газосодержание по пробам снижалось и к настоящему времени заметно упало. Поэтому средние значений параметров как начальных проб,

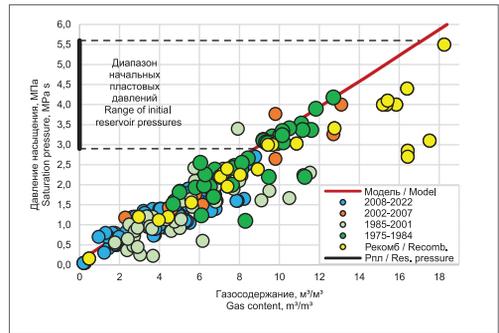
так и проб за всю историю разработки ведёт к занижению газосодержания первоначальной нефти, а также искажению других свойств нефти в пластовых условиях. К проблемным данным на графике можно отнести результаты исследования рекомбинированных проб ввиду повышенных погрешностей определения, связанных с методикой получения этих проб.

Отсутствие вариации плотности дегазированной нефти по всей высоте разреза толщ месторождения свидетельствует об отсутствии вертикальной гравитационной дифференциации тяжёлых и лёгких компонентов состава по глубине.

Несмотря на отсутствие вариации состава и свойств дегазированной нефти и газа по разрезу продуктивной толщ месторождения, а также единый коэффициент растворимости газа в нефти, насыщенность нефти газом по разным горизонтам и блокам может быть разной. Однако выявить зависимость



а)

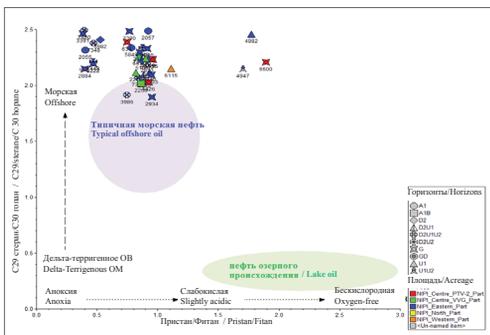


б)

**Рисунок 1. Зависимость давления насыщения от газосодержания пластовой нефти**

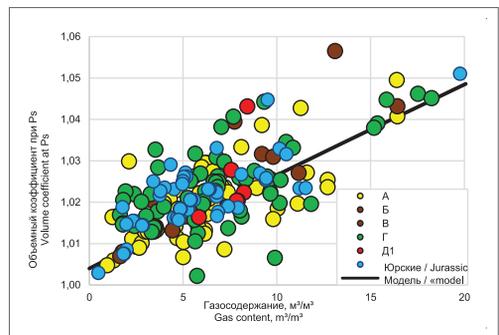
**Figure 1. Dependence of saturation pressure on the gas content of reservoir oil**

а) зависимость по горизонтам / horizon dependence; б) зависимость по годам с учетом рекомбинированных проб / Dependence by year, taking into account recombinated samples



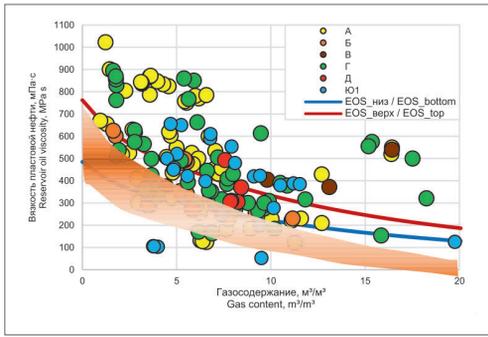
**Рисунок 2. Зависимость пристан/фитан (Pr/Ph) к стерану C29/гопану C30**

**Figure 2. Dependence of pristane/phytane (Pr/Ph) to sterane C29/hopane C30**

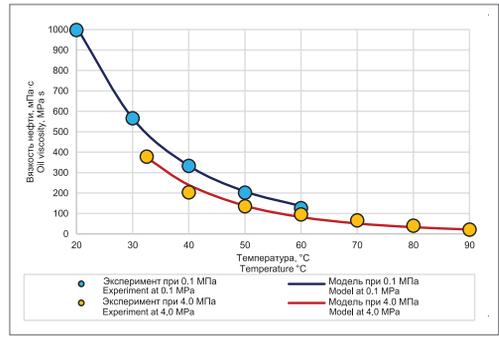


**Рисунок 3. Зависимость объёмного коэффициента от газосодержания пластовой нефти**

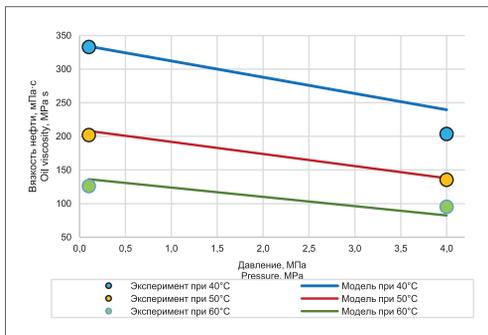
**Figure 3. Dependence of the volumetric coefficient on the gas content of reservoir oil**



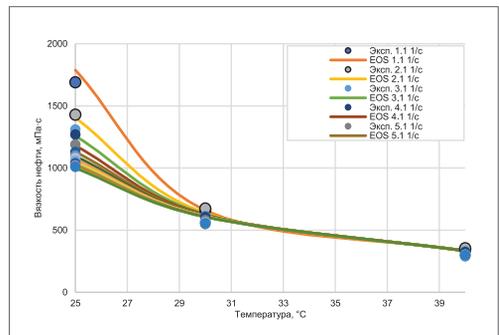
**Рисунок 4. Зависимость вязкости от газосодержания пластовой нефти**  
**Figure 4. Dependence of viscosity on the gas content of reservoir oil**



**Рисунок 5. Зависимость вязкости нефти от температуры при разных давлениях**  
**Figure 5. Dependence of oil viscosity on temperature at different pressures**



**Рисунок 6. Зависимость вязкости нефти от давления для разных температур**  
**Figure 6. Dependence of oil viscosity on pressure for different temperatures**



**Рисунок 7. Зависимость вязкости нефти от температуры при разной скорости сдвига**  
**Figure 7. Dependence of oil viscosity on temperature at different shear rates**

газосодержания начальной нефти от глубины по экспериментальным данным невозможно ввиду сильной «зашумленности» выборки данными истощенных проб, т.е. с частичной потерей газа. При проведении детальных геохимических исследований образцов нефти и керна, отобранных из различных скважин месторождения Каражанбас с целью выявления генетического сходства и различий, а также корреляции типов нефтей из разных горизонтов и структурных блоков, установлено, что нефти месторождения Каражанбас относятся преимущественно к единому генетическому типу – морская карбонатная нефтематеринская порода палеозойского возраста. Что же касается типа органического вещества (далее – ОВ), то юрские и меловые нефти также близки, для них установлен общий сапропелево-гумусовый тип ОВ с высоким содержанием нафтеновых компонентов. Тип ОВ из-за биодеградации больше касается юрской нефти. Таким образом, существование в разрезе, близком по физико-

химическим свойствам и углеводородному составу нефти месторождения Каражанбас, свидетельствует о единой генетической основе. Некоторые отличия меловых от юрских нефтей обусловлены перераспределением компонентов нефти, связанных с вертикальной миграцией из юрских отложений в меловые (рис. 2) [4].

Изменение состава и свойств нелетучей нефти в одной гидродинамически связанной залежи, как правило, всегда подчиняется законам гравитации: с глубиной увеличивается содержание тяжелых компонентов в составе, плотность дегазированной нефти растёт, газосодержание и давление насыщения падают. Иную картину фиксируют при изучении несвязанных залежей, расположенных на существенно разных глубинах. С увеличением глубины газосодержание пластовой нефти часто растёт. В пользу насыщенного варианта пластовой нефти меловых и юрских отложений месторождения Каражанбас указывает наличие газовой шапки в горизонте Ю-1.

**Таблица 2. Сравнение экспериментальных и симуляционных данных по вязкости нефти при разных температурах и скоростях сдвига**  
**Table 2. Comparison of experimental and simulation data on oil viscosity at different temperatures and shear rates**

Температура, °C Temperature, °C	Скорость сдвига, с <sup>-1</sup> Shear rate, c <sup>-1</sup>	Вязкость нефти, мПа·с Oil viscosity, mPa·s		
		эксперимент experiment	модель model	отклонение, % deviation, %
25	1,1	1690	1788	5,8
30	1,1	664	660	-0,6
40	1,1	343	334	-2,6
25	2,1	1430	1404	-1,8
30	2,1	674	639	-5,3
40	2,1	354	334	-5,7
25	3,1	1310	1258	-4
30	3,1	615	629	2,2
40	3,1	331	334	0,9
25	4,1	1270	1179	-7,1
30	4,1	606	623	2,8
40	4,1	324	334	3,1
25	5,1	1190	1129	-5,1
30	5,1	581	619	6,5
40	5,1	304	334	9,9
25	6,2	1130	1094	-3,2
30	6,2	569	616	8,2
40	6,2	299	334	11,7
25	7,2	1100	1068	-2,9
30	7,2	566	614	8,4
40	7,2	301	334	10,9
25	8,2	1080	1048	-2,9
30	8,2	564	612	8,4
40	8,2	302	334	10,6
25	9,2	1060	1032	-2,6
30	9,2	558	610	9,3
40	9,2	300	334	11,3
25	10,2	1040	1019	-2
30	10,2	550	609	10,7
40	10,2	291	334	14,8
25	11,2	1020	1008	-1,2
30	11,2	551	608	10,3
40	11,2	294	334	13,6
25	12,2	1010	999	-1,1
30	12,2	555	607	9,3
40	12,2	299	334	11,7

Максимально возможные значения газосодержания в насыщенной нефти зависят от способности нефти растворять газ (коэффициент растворимости) и термобарических условий в залежи. Давление начала кипения пластовой нефти не может быть больше начального пластового давления в залежи, иначе флюид станет двухфазным (с газовой шапкой) [5].

Коэффициент растворимости газа в нефти при постоянной температуре един для всех флюидов продуктивной толщи месторождения и определен на рис. 1. Ввиду небольших откло-

нений давления насыщения нефти и объёмного коэффициента от изменения начальной пластовой температуры в диапазоне глубин продуктивной толщи вариацией коэффициента растворимости, давления насыщения и объёмного коэффициента нефти можно пренебречь в рамках подсчёта запасов. Однако при моделировании разработки месторождения эти изменения можно учесть как в рамках «black oil», так и в рамках EOS моделирования.

Начальные пластовые давления зависят от глубины залегания той или иной залежи в пределах горизонтов и блоков. Диапазон начальных пластовых давлений всей толщи месторождения колеблется от 2,9 до 5,6 МПа, что при максимально насыщенном характере нефти, по данным зависимости на рис. 1, соответствует газосодержанию начальной нефти на уровне 9–17 м³/м³ в зависимости от глубины залегания.

На рис. 3 изображена зависимость объёмного коэффициента при давлении насыщения от газосодержания пластовой нефти по экспериментальным данным и по модели пластовой нефти (уравнение фазового состояния с настройкой параметров на воспроизведение экспериментальных данных).

Газосодержанию насыщенной нефти (9–17 м³/м³) продуктивной толщи месторождения Каражанбас соответствует объёмный коэффициент 1,023–1,042. Высокая неопределённость экспериментальных данных вызвана маленькой величиной объёмного коэффициента тяжелой нефти, благодаря чему погрешность определения параметра стала сопоставимой с величиной его изменения от газосодержания. В целом вариация объёмного коэффициента по экспериментальным данным не превышает ±1%. Поскольку модель строилась с помощью уравнения состояния, в основе которого лежит закон Менделеева – Клапейрона, рассчитанные значения объёмного коэффициента носят физически обоснованный характер и связаны как с составом исследуемой нефти, так и с другими параметрами нефти в пластовых условиях. Поэтому объёмный коэффициент по модели в зависимости от насыщенности нефти газом (газосодержания) можно принять для пластовой нефти разных залежей месторождения.

Моделирование вязкости пластовой и дегазированной нефти, учёт неньютоновского течения

Изменение газосодержания начальной пластовой нефти (9–17 м³/м³) при постоянной температуре приводит к изменению вязкости пластовой нефти. Кроме того, на вязкость пластовой нефти будет значительно влиять пластовая температура, которая при начальных

условиях возрастает с глубиной по разрезу продуктивной толщи от 23 до 31°C.

На рис. 3 представлена зависимость вязкости пластовой нефти от газосодержания. Приведены данные экспериментальных замеров по пробам. Также на графике представлены две кривые, полученные при моделировании вязкости при снижении газонасыщенности, для пластовых температур (23°C и 31°C), характеризующих самую верхнюю и самую нижнюю глубину продуктивной толщи (абс. отм. -220 и -490 м соответственно). На рис. 4 приведены результаты настройки симуляционной модели на экспериментальные замеры зависимости вязкости дегазированной нефти от температуры.

Результаты настройки модели вязкости нефти при разных температурах и давлениях приведены на рис. 4 и 5.

Помимо настройки вязкости нефти при разных давлениях и температурах, дополнительно были учтены экспериментальные исследования, направленные на учёт неньютоновского течения. Были использованы экспериментальные данные по замеру скорости сдвига нефти [6].

На рис. 6 изображены результаты воспроизведения моделью зависимости вязкости нефти от температуры при разных скоростях сдвига. В табл. 2 приведены исходные данные для построения графика и отклонения расчётных значений вязкости от экспериментальных.

### **Заключение**

Выполненный анализ первичной информации и переинтерпретация данных с учетом результатов геохимических и реологических исследований нефти позволили скорректировать параметры начальной пластовой нефти месторождения Каражанбас.

Проведённая работа позволила сделать следующие выводы:

- начальная пластовая нефть по горизонтам продуктивной толщи месторождения Каражанбас находилась при начальных условиях в насыщенном и/или околонасыщенном состоянии;

- с учётом недостаточного, по сравнению с реальной добычей попутного газа, количества обоснованных запасов нефте-

растворенного газа считаем целесообразным принять свойства начального пластового флюида, насыщенность газом которого увеличивается с глубиной;

- нефть месторождения Каражанбас относится преимущественно к единому генетическому типу – морская карбонатная нефтематеринская порода палеозойского возраста;

- с увеличением глубины растёт пластовое давление, что позволяет растворяться большему количеству газа в нефти. Насыщенная пластовая нефть предполагает равенство давления насыщения начальному пластовому давлению, следовательно, с увеличением глубины будет расти и газосодержание. Данная концепция описывает насыщенный флюид в пределах глубины каждой залежи, она физически возможна и не противоречит экспериментальным данным;

- особое значение для моделирования разработки тяжёлой нефти имеет вязкость пластовой нефти. В предложенной модели описания пластовой нефти месторождения Каражанбас на вязкость существенное влияние оказывают количество растворённого в нефти газа и пластовая температура. Насыщенный характер начальной пластовой нефти привёл к сложностям отбора и большим вариациям газосодержания по глубинным пробам, а разница пластовых температур сверху и внизу продуктивной толщи достигает 8°C. В этих условиях достоверная оценка вязкости пластовой нефти традиционными методами невозможна. Использование новых методов интерпретации данных и композиционных расчётов позволяет сузить диапазон неопределённости и дать концепцию, объясняющую значительную вариацию значений вязкости по пробам. При создании вязкостной модели учтены эффекты неньютоновского поведения. Модель флюида настроена на воспроизведение зависимости вязкости от температуры и скорости сдвига;

- результаты работы будут использованы в рамках нового подсчета запасов для пересмотра подсчетных параметров с использованием новых методик интерпретации исходных данных и оценки начальных параметров насыщенной пластовой нефти.

ных конфликтов интересов, связанных с публикацией настоящей статьи.

**Вклад авторов.** Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в раз-

### **ДОПОЛНИТЕЛЬНО**

**Источник финансирования.** Авторы заявляют об отсутствии внешнего финансирования при проведении исследования.

**Конфликт интересов.** Авторы декларируют отсутствие явных и потенциаль-

работку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующий образом: Кунжарикова К.М. – концептуализация и дизайн исследования, написание текста, Бискиенова Л.М. – администрирование проекта, анализ полученных материалов, Бектас Г.Ж. – визуализация, сбор и обработка материалов, написание первичного варианта.

#### ADDITIONAL INFORMATION

**Funding source.** This study was not supported by any external sources of funding.

**Competing interests.** The authors declare that they have no competing interests.

**Authors' contribution.** All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Klara M. Kunzharikova – conceptualization and research design, text writing; Laura M. Bissikenova – project administration, analysis of received materials; Gaukhar Zh. Bektas – visualization, collection and processing of materials, writing the primary version.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ющенко Т.С., Брусиловский А.И. Поэтапный подход к созданию и адаптации PVT-моделей пластовых углеводородных систем на основе уравнения состояния.
2. Брусиловский А.И., Ющенко Т.С. Научно обоснованный инженерный метод определения компонентного состава и PVT свойств пластовых углеводородных смесей при неполной исходной информации // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2016. № 1. С. 68–74.
3. Бадоев Т.И., Шахова А.И., Токарев В.П. и др. Подсчет запасов нефти и газа по месторождениям Каражанбас, Сев.Бузачи и Жалгизтобе, Мангышлакской области Казахской ССР по состоянию на 1 сентября 1977 года. Том I–III. КазНИПИнефть, объединение «Мангышлакнефть», НГДУ «Узеньнефть»; 1972.
4. Seytkhaziev Y.Sh., Bayburina G.G., Barlybaeva L.M., et al. («KazNIPImunaygas» LLP, «Caspimunaigas Research Institute» LLP). Geochemical studies of core and oil samples from the Karazhanbas field. Contract No. 80/17–n–181 / DIS dated 19.10.2017.
5. Adeeyo Y., Saaid I.M. Mathematical Modelling of Oil Viscosity at Bubble point Pressure and Dead Oil Viscosity of Nigerian Crude // SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition; 2019 Aug 5–7; Lagos, Nigeria.
6. Брусиловский А., Нугаева А., Хватова И. Методология системного обоснования свойств пластовых нефтей при подсчете запасов и проектировании разработки месторождений (часть I) // Недрапользование XXI век. 2009. № 5. С. 23–30.

#### REFERENCES

1. Yushchenko TS., Brusilovskiy A.I. A step-by-step approach to the creation and adaptation of PVT models of reservoir hydrocarbon systems based on the equation of state.
2. Brusilovskiy AI, Yushchenko TS. Two-phase deposits: Methodology approach to the identification of composition and pVT properties of reservoir hydrocarbon fluids using limited initial information. *PROneft. Professionally about Oil*. 2016;(1):68–74. (In Russ.).
3. Badoyev TI, Shahova AI, Tokarev VP, et al. Calculation of oil and gas reserves in the Karazhanbas, S. Buzachi and Zhalgiztobe fields, Mangyshlak region of the Kazakh SSR as of September 1, 1977. Vol. I–III. KazNIPIneft', ob"edinenie Mangyshlakneft', NGDU Uzen'neft'; 1972. (In Russ).
4. Seytkhaziev YS, Bayburina GG, Barlybaeva LM, et al. («KazNIPImunaygas» LLP, «Caspimunaigas Research Institute» LLP). Geochemical studies of core and oil samples from the Karazhanbas field. Contract No. 80/17–n–181 / DIS dated 19.10.2017.
5. Adeeyo Y, Saaid IM. Mathematical Modelling of Oil Viscosity at Bubble point Pressure and Dead Oil Viscosity of Nigerian Crude. SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition; 2019 Aug 5–7; Lagos, Nigeria.
6. Brusilovskiy A, Nugaeva A, Hvatova I. Metodologiya sistemnogo obosnovaniya svoystv plastovykh neftey pri podschete zapasov i proektirovani razrabotki mestorozhdeniy (chast' I). *Nedropol'zovanie XXI vek*. 2009;5:23–30. (In Russ).

**ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ****Утеев Рахим Нагангалиевич**

докт. геол. наук

e-mail: *r.uteyev@kmge.kz.***\*Кунжарикова Клара Мырзахановна**

канд. техн. наук

e-mail: *k.kunzharikova@kmge.kz.***Бисикенова Лаура Махметовна**e-mail: *l.bissikenova@kmge.kz.***Бектас Гаухар Жарылкасыновна**e-mail: *g.bektas @kmge.kz.***AUTHORS' INFO****Rakhim N. Uteev**

PhD (Geology)

e-mail: *r.uteyev@kmge.kz.***\*Klara M. Kunzharikova**

Cand. Sc. (Engineering)

e-mail: *k.kunzharikova@kmge.kz.***Laura M. Bissikenova**e-mail: *l.bissikenova@kmge.kz.***Gaukhar Zh. Bektas**e-mail: *g.bektas @kmge.kz.*

\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author