

УДК 66.061.1

## СВОЙСТВА ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВОСТОЧНЫЙ МОЛДАБЕК

**Б.К. Хасанов, П.А. Гужиков, К.М. Кунжарикова, Н.К. Дукесова, Г.Ж. Кокымбаева**

*Значительные запасы трудноизвлекаемой нефти относятся к категории высоковязких, тяжёлых нефтей. Несмотря на малые глубины залегания, существуют технологические трудности извлечения этих запасов на поверхность. Особую роль в технологии извлечения играют свойства пластовой нефти, которые прямо влияют на коэффициент извлечения. В настоящей статье рассмотрен пример обоснования свойства высоковязкой нефти меловой залежи м. Восточный Молдабек.*

*Ключевые слова: высоковязкая нефть, свойства пластовой нефти, PVT.*

Изучение флюида пласта М-І м. Восточный Молдабек начато в 1990 г. За 30 прошедших лет изучено всего 20 проб пластовой нефти, а полученные в результате этого изучения свойства флюидов несут в себе высокую степень неопределённости. Трудности здесь связаны не только с отбором и лабораторными исследованиями проб, но и с отсутствием систематического наблюдения и контроля над получаемыми результатами.

Основным источником информации о свойствах пластовой нефти является глубинная проба. Однако в случае с высоковязкой нефтью качественный отбор глубинной пробы обычными средствами, как правило, невозможен. Вязкость пластовой нефти высокая, следовательно, вызов притока флюида в скважину часто сопряжён с высокой депрессией на пласт, что вызывает разгазирование нефти на забое. Кроме этого, опробование новых скважин часто выполняется на высоких депрессиях, после чего восстановить приток неразгазированной нефти из пласта за допустимое для исследований время становится затруднительным.

Для отбора высоковязкой нефти необходимы специальные методы отбора глубинных проб, когда пробоотборники спускаются в скважину вместе с колонной насосно-компрессорных труб (далее – НКТ), а после отбора поднимаются вместе с колонной НКТ. Кроме того, отбор желательно проводить в горизонтальных участках скважины, когда площадь контакта скважины с коллектором большая, и не требуется значительных депрессий на пласт для вызова притока. Отсутствие программы со специальными методами отбора проб, конечно, не позволило отобрать

качественные глубинные пробы из пласта М-І м. Восточный Молдабек. Эти пробы в количестве 4 штук оказались практически полностью дегазированными, о чём свидетельствует низкое газосодержание этих образцов.

Большинство проб пластовой нефти по пласту М-І являются рекомбинированными. К сожалению, данный тип проб часто несёт в себе потенциал получения некачественной информации, в т.ч. и для высоковязких нефтей. С одной стороны, здесь нет проблем с потерей лёгких углеводородов во время отбора устьевых проб, т.к. их практически нет в составе тяжёлой пластовой нефти. С другой стороны, сохраняются риски выпадения части углеводородов (смолы, асфальтены) при снижении давления, температуры и разгазировании нефти в скважине и на поверхности. В составе пластовой нефти пласта М-І м. Восточный Молдабек фиксируется малое содержание асфальтенов (0,3 масс.%) и парафинов (0,6 масс.%). Зато смол в составе нефти очень много (13,8 масс.%). Кроме этого, существуют определённые сложности при рекомбинации тяжёлой пластовой нефти в лаборатории, оказывающие влияние на результаты исследований. Основной же проблемой рекомбинированных проб всегда была и остаётся высокая неопределённость в оценке газо-жидкого соотношения, которое используется для воссоздания (рекомбинации) образца пластового флюида. Значения газового фактора, фиксируемого на промысле, могут в значительной степени отличаться от газосодержания пластовой нефти при начальных условиях, в особенности для насыщенных флюидов, а также для скважин, работающих на высокой депрессии. В пласте М-І фиксиру-

ется наличие газовой шапки, что говорит о близком насыщении пластовой нефти газом при начальном пластовом давлении, а прорывы газа газовой шапки, если это происходит, делают замеры газового фактора бесполезными для оценки газосодержания начального пластового флюида ввиду заметных флуктуаций газового фактора.

Как правило, пластовые флюиды, находящиеся на глубине газо-нефтяного контакта (далее – ГНК), являются насыщенными<sup>5</sup>. Это подтверждается также и результатами исследования проб: отобрать идентичные параллельные пробы здесь очень сложно, а динамика изменения зависимости давления насыщения от газосодержания пластовой нефти по этим пробам всегда имеет значительные диапазоны вариации, в т.ч. и по начальным пробам. Тяжёлые нефти, как правило, также являются насыщенными при наличии газовой шапки. Однако в случае с пластом М-1 м. Восточный Молдабек подтвердить насыщенный характер пластовой нефти при начальных пластовых условиях по результатам исследования проб не удалось. Причиной этого является отсутствие глубинных проб, отвечающих начальному состоянию, и наличие рекомбинированных проб, газовый фактор которых не подтверждён. Условия в пласте непростые: низкое энергетическое состояние залежи (начальное пластовое давление достигает всего лишь 2 МПа) и низкая пластовая температура (23°С).

Ещё одна проблема, которая появилась при анализе и обосновании свойств пластовой нефти пласта М-1, связана с градиентом растворимости газа в нефти. Фактические результаты лабораторных исследований проб пластовой нефти указывали на 2 различных градиента растворимости, увязать в единое представление о пластовом флюиде которые не представляется возможным.

Отличительной особенностью изучения степени растворимости газа в тяжёлой пластовой нефти, в отличие от обычной и лёгкой пластовой нефти, является то, что растворённый газ тяжёлой нефти практически полностью метановый, с отсутствием компонентов  $C_{5+}$ ; в некоторых случаях часть метана замещена азотом. Это позволяет пренебречь дифференциацией состава газа при снижении давления на

каждой ступени и рассматривать градиент растворимости пластовой нефти для разных месторождений тяжёлой нефти как линейный тренд.

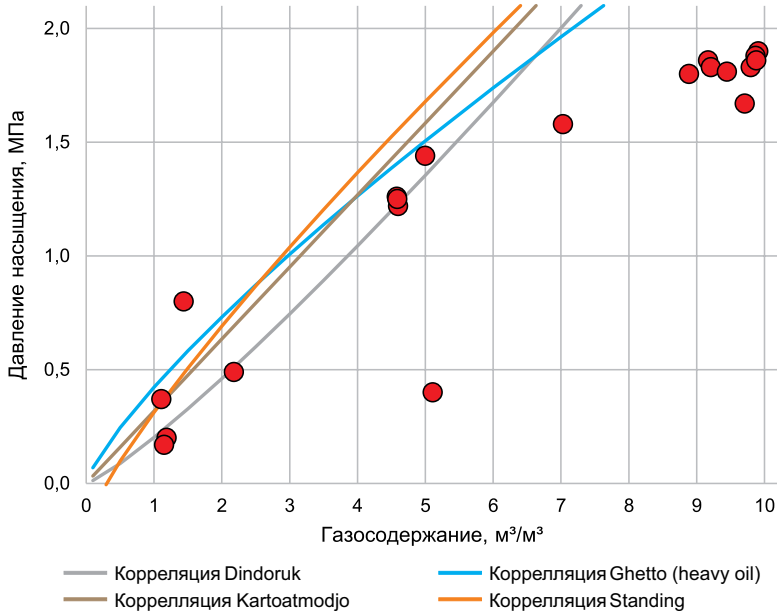
На рис. 1 приведены результаты замеров давления насыщения и газосодержания по пробам пласта М-1 м. Восточный Молдабек. Кроме того, на основе свойств сепарированных флюидов (плотности нефти и газа) и пластовой температуры проведены расчёты давления насыщения пластовой нефти по опубликованным в литературе корреляциям [1–6], в зависимости от изменяющегося газосодержания. Было использовано 14 наиболее известных и применяемых корреляций, 4 из которых показали результаты, близкие к результатам экспериментальных замеров для пластовой нефти м. Восточный Молдабек. Результаты расчётов по остальным корреляциям показали более высокие значения давления насыщения, чем корреляции на рис. 1. Таким образом, ни одна из существующих корреляций не смогла описать результаты замеров давления насыщения по рекомбинированным пробам на газовый фактор 9–10 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Это указывает на некачественные лабораторные замеры давления насыщения этих проб.

Далее зависимость давления насыщения от газосодержания пластовой нефти по пласту М-1 м. Восточный Молдабек была сопоставлена с зависимостью пластовой нефти м. Каражанбас, которая является близким аналогом по свойствам флюида. На рис. 2 приведены результаты исследований проб пластовой нефти м. Восточный Молдабек (красные маркеры) и Каражанбас (синие маркеры), проведены аппроксимации данных. Пунктирной красной линией обозначена гипотетическая аппроксимация (2-й вариант) к пробам с газосодержанием 9–10 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Хорошо видно, что аппроксимация по 1-му варианту (сплошная красная линия) близка к аппроксимации проб пластовой нефти м. Каражанбас, что закономерно, учитывая схожесть других параметров (состав и плотность сепарированных нефти и газа). Аппроксимация по 2-му варианту отличается по коэффициенту растворимости, что должно указывать на значительно более лёгкий флюид залежи М-1 м. Восточный Молдабек относительно м. Каражанбас. В отличие от м. Восточный Молдабек (20

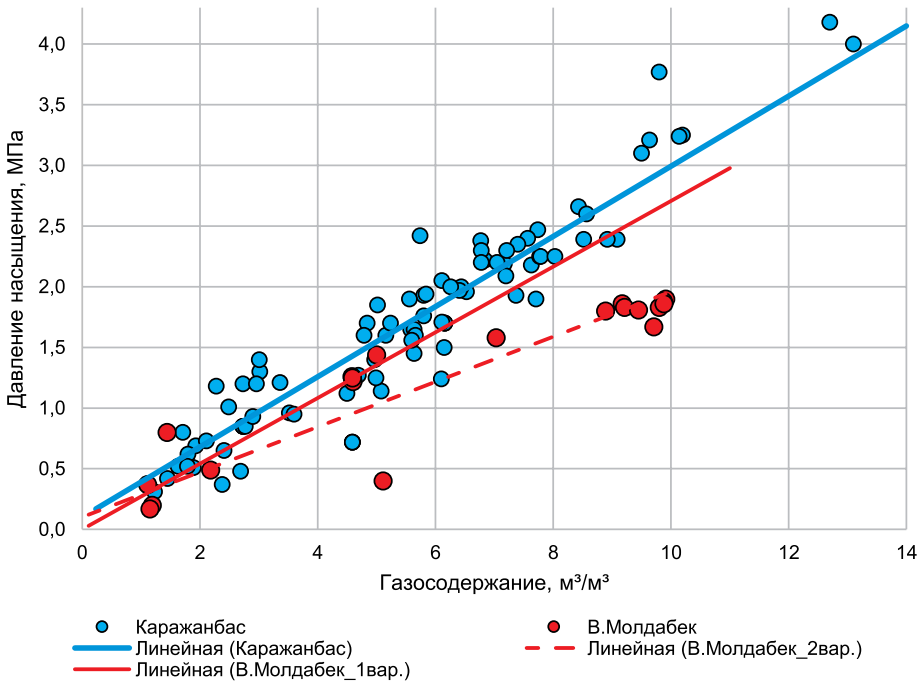
<sup>5</sup> Исключение могут быть у критических флюидов, для которых давление насыщения и критическое давление, при котором совершается фазовый переход, меньше начального пластового давления.

проб), в построении аппроксимации для м. Каражанбас участвовало 112 проб пластовой нефти. Здесь также уместно добавить,

что плотность сепарированной нефти проб пласта М-I, по которым проведены 1-я и 2-я аппроксимации, не отличается друг от друга.



**Рисунок 1. Корреляции давления насыщения от газосодержания для пластовой нефти пласта М-I**



**Рисунок 2. Сравнение аппроксимации свойств пластовой нефти пласта М-I м. Восточный Молдабек и м. Каражанбас**

Далее была проведена работа по поиску аналогов пластовой нефти пласта М-1 м. Восточный Молдабек. Помимо м. Каражанбас, было найдено ещё 2 месторождения, пластовая и сепарированная нефть которых близка изучаемому флюиду. Это м. Русское<sup>6</sup>, которое находится в Западной Сибири, и м. С. Балгимбаев из состава Эмбинской группы месторождений. На рис. 3 также нанесена аппроксимация зависимости давления насыщения от газосодержания проб супертяжёлой пластовой нефти одного из блоков нефтяного региона Ориноко (Венесуэла). В табл. 1 приведены некоторые свойства нефти представленных месторождений. Здесь также можно отметить, что аппроксимация по 2-му варианту для пластовой нефти м. Восточный Молдабек значительно отклоняется от корре-

кций м. Русское, Каражанбас, С. Балгимбаев. При этом плотность дегазированной нефти м. С. Балгимбаев уже составляет 890 кг/м<sup>3</sup>, что легче плотности дегазированной нефти м. Восточный Молдабек (916 кг/м<sup>3</sup>). Следовательно, коэффициент растворимости 5,38, согласно 2-му варианту аппроксимации м. Восточный Молдабек, должен соответствовать уже обычной нефти с плотностью нефти около 850 кг/м<sup>3</sup>, что не соответствует фактическим данным анализов нефти.

В результате проведённого анализа можно с уверенностью сказать, что замеры давления насыщения пластовой нефти по пробам с газосодержанием 9–10 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> являются недостоверными и использовать их для моделирования пластового флюида нельзя.

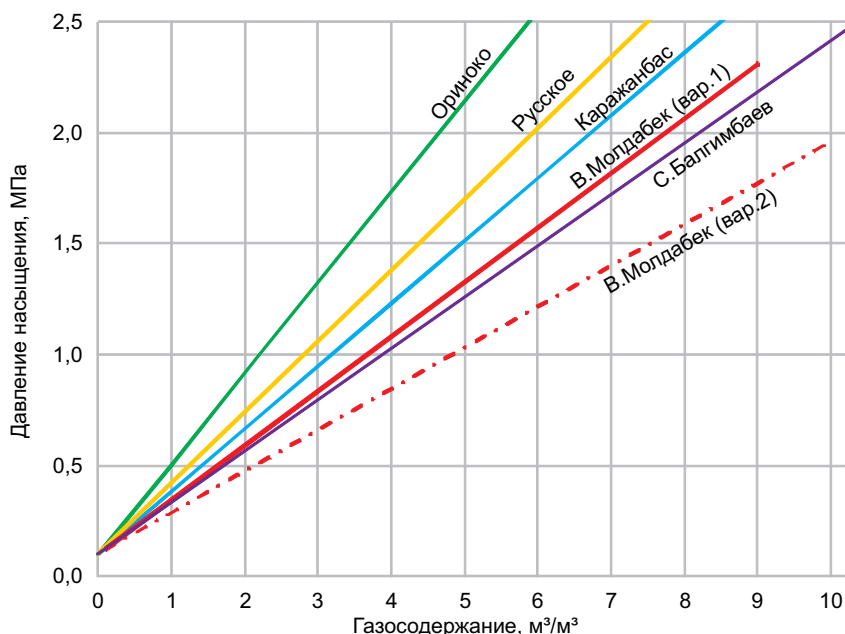


Рисунок 3. Сравнение кривых растворимости пластовой нефти месторождений-аналогов

Таблица 1. Свойства тяжелой нефти рассматриваемых месторождений

Месторождение	Пластовая температура, °С	Плотность дегазированной нефти $\rho_0$ , кг/м <sup>3</sup>	Коэффициент растворимости, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> /МПа	Количество проб, ед.
Ориноко	40	1000	2,470	40
Русское	20	940	2,860	113
Каражанбас	30	940	3,544	112
С. Балгимбаев	31	890	4,322	25
В. Молдабек, вариант 1	23	916	4,080	20
В. Молдабек, вариант 2	23	916	5,382	20

<sup>6</sup> Здесь и далее данные по свойствам флюида получены из открытых источников

Ещё одной проблемой, сопутствующей всем залежам тяжёлой нефти, является высокая неопределённость в оценке вязкости дегазированной и пластовой нефти. Не стала исключением и нефть пласта М-1 м. Восточный Молдабек.

На рис. 4 приведены значения вязкости дегазированной нефти устьевых проб в зависимости от даты отбора. Цветом выделены ряды, соответствующие температуре измерения вязкости. Здесь необходимо обратить внимание на значительные диапазоны вариации значений вязкости и на то, что эта неопределённость возрастает с уменьшением температуры. Замеры при 10°C уже не поддаются точной аппроксимации, а среднее значение вязкости при этой температуре не отражает истинные значения параметра. Это указывает на то, что с понижением температуры до стандартной и ниже в нефти образуются новые структурные связи между сложными соединениями углеводородов, благодаря чему возрастает кажущаяся вязкость нефти, и в зависимости от количества времени

и других факторов этот параметр может меняться в широком диапазоне. На разброс в оценке значений вязкости также сильно влияет погрешность измерения температуры проведения эксперимента. Нельзя исключать и влияние последствий выпадения части углеводородов – смол (м. Восточный Молдабек) и асфальтенов – при снижении давления, температуры, и разгазирования в скважине, на поверхности, в промысловых ёмкостях.

Ещё одной причиной, объясняющей вариацию значений вязкости дегазированной нефти, является закономерное возрастание этого параметра в зоне водонефтяного контакта (далее – ВНК), что объясняется окислением нефти и повышенным эффектом биodeградации возле ВНК. К сожалению, первичных данных недостаточно, и они разноречивы, чтобы достоверно оценить изменение вязкости в зависимости от близости отобранных проб к глубине ВНК. Возможно, более глубокое изучение состава нефти позволит приблизиться к ответу на этот вопрос.

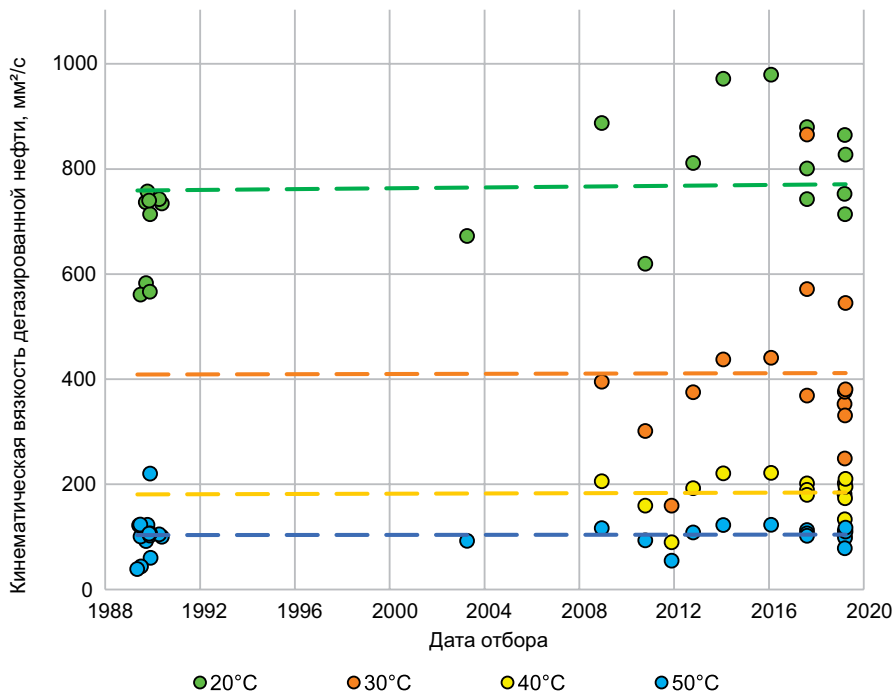


Рисунок 4. Изменение вязкости дегазированной нефти от даты отбора проб при разных температурах (пласт М-1, м. Восточный Молдабек)

При снижении температуры вязкость дегазированной нефти резко возрастает, а сама зависимость вязкости тяжёлой нефти от температуры, как правило, со-

ответствует экспоненциальной аппроксимации. На рис. 5 приведены зависимость кинематической вязкости дегазированной нефти по устьевым пробам пласта М-1 м.

Восточный Молдабек и экспоненциальная зависимость, полученная при аппроксимации экспериментальных данных. Также приведена аналогичная аппроксимация для устьевых проб дегазированной нефти м. Каражанбас. В табл. 2 приведены усредненные значения зависимости вязкости от температуры, а также количество проб, участвующих в аппроксимации. Вязкость дегазированной нефти, как можно видеть, больше вязкости нефти пласта М-1 м. Восточный Молдабек почти на 100 мм<sup>2</sup>/с, что согласуется и с плотностью дегазированной нефти, которая больше по м. Каражанбас (табл. 1). Несмотря на проведённый анализ и сделанные выводы, неопределённость в оценке вязкости дегазированной

ной нефти м. Восточный Молдабек сохраняется.

Из полученной зависимости вязкости от температуры (рис. 5) следует, что небольшое изменение температуры приводит к значительному изменению вязкости. Пластовая температура в пласте М-1 составляет 23°C, это всего на 3°C выше стандартной температуры. Тем не менее вязкость нефти при этом изменяется на 130 мм<sup>2</sup>/с. Согласно результатам лабораторных PVT анализов, температура исследований пластовой нефти, используемая при проведении экспериментов как пластовая, изменялась по пробам от 18 до 23°C, что, конечно же, сказалось на результатах и качестве полученных данных.

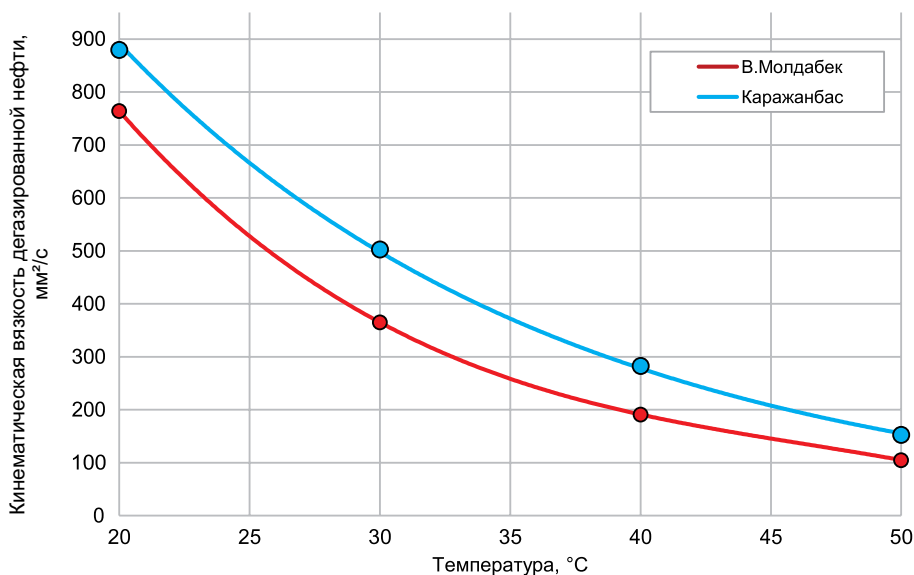


Рисунок 5. Изменение вязкости дегазированной нефти при разных температурах (пласт М-1, м. Восточный Молдабек)

Таблица 2. Усредненные значения вязкости дегазированной нефти в зависимости от температуры и количество проб, участвующих в аппроксимации

Температура, °C	Вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с		Количество замеров	
	м. В. Молдабек	м. Каражанбас	м. В. Молдабек	м. Каражанбас
20	764	880	32	77
30	365	503	15	123
40	191	283	15	140
50	105	153	33	120

Поэтому, прежде чем использовать результаты лабораторных данных, необходимо ввести корректировки в параметры на изменение температуры. И если для большинства параметров изменение температуры в несколько градусов приводит к минимальным изменениям, то для вязко-

сти тяжёлой пластовой нефти эти изменения будут очень большими. Конечно, такие корректировки подвержены погрешностям, и нужно избегать их за счёт выверки пластовой температуры, используемой в лаборатории при анализе.

В табл. 3 приведена корректировка вязкости пластовой нефти от температуры измерения в лаборатории к температуре пластовой (23°C) по всем пробам пласта М-I.

**Таблица 3. Корректировка вязкости пластовой нефти на пластовую температуру**

№ п/п	Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Температура измерения, °С	Вязкость при Тизм, мПа·с	Вязкость при Тпл, мПа·с
1	5,0	23	242	242
2	2,2	21	681	620
3	5,1	21	416	368
4	1,4	20	278	233
5	1,2	18	938	703
6	1,2	18	938	703
7	1,1	20	833	704
8	4,6	20	623	524
9	4,6	23	443	443
10	4,6	23	409	409
11	9,2	23	339	339
12	9,2	23	351	344
13	9,9	23	668	668
14	9,9	23	519	519
15	9,8	23	341	341
16	9,9	23	431	431
17	8,9	23	236	236
18	9,5	23	329	329
19	9,7	23	387	387
20	7,0	23	491	491
устьевые	0,0	20	702	596

Помимо температуры на вязкость пластовой нефти оказывает влияние также количество газа, растворённого в нефти. Для лёгких и обычных нефтей газосодержание – это основной фактор изменения свойств пластового флюида. Для тяжёлой нефти газосодержание влияет на вязкость в меньшей степени, чем температура. Тем не менее данное влияние необходимо оценить и использовать в дальнейшем при моделировании разработки залежи.

На рис. 6 приведены данные по газосодержанию и вязкости проб пластовой нефти пласта М-I м. Восточный Молдабек (красные и белые маркеры). Как видно, результаты экспериментальных данных по вязкости пластовой нефти даже после их корректировки на пластовую температуру показывают неоднозначные результаты. Если использовать все данные без отбраковки некачественных значений, то можно существенно ошибиться, как минимум в градиенте изменения вязкости от газосодержания, который присущ рассматриваемому флюиду. Поэтому для установления истинных значений вязкости были привле-

чены опубликованные в литературе корреляции оценки вязкости, а также свойства флюидов месторождений аналогов [6].

Были рассмотрены 11 корреляций для расчёта вязкости насыщенной пластовой нефти на основе вязкости и плотности дегазированной нефти и пластовой температуры. Три корреляции (Kartoatmodjo, Beggs & Robinson, Petrosky & Farshad) дали близкие результаты, сопоставимые со значениями вязкости м. Восточный Молдабек, одна из которых (Kartoatmodjo) отображена на рис. 6.

Кроме этого, на рис. 6 приведены аппроксимации зависимости вязкости от газосодержания по пробам пластовой нефти аналогов м. Каражанбас и Русское, в которых участвовали замеры по 96 и 81 пробе пластовой нефти соответственно. В целом и по корреляциям, и по месторождениям-аналогам наблюдается схожая динамика изменения вязкости от газосодержания. Вариации могут быть связаны с вариацией пластовой температуры и коэффициента растворимости газа в нефти. На основании полученной динамики изме-



нения свойств (рис. 6) некоторые замеры по пробам м. Восточный Молдабек были забракованы ввиду несоответствия выявленным трендам. По оставшимся пробам пластовой нефти, а также по обоснованному значению вязкости по устьевым пробам

(выполнена корректировка на температуру, сделан пересчет на динамическую вязкость) проведена аппроксимация свойств, которая близка к расчетам по корреляциям и к изменению свойств пластовой нефти по месторождениям-аналогам.

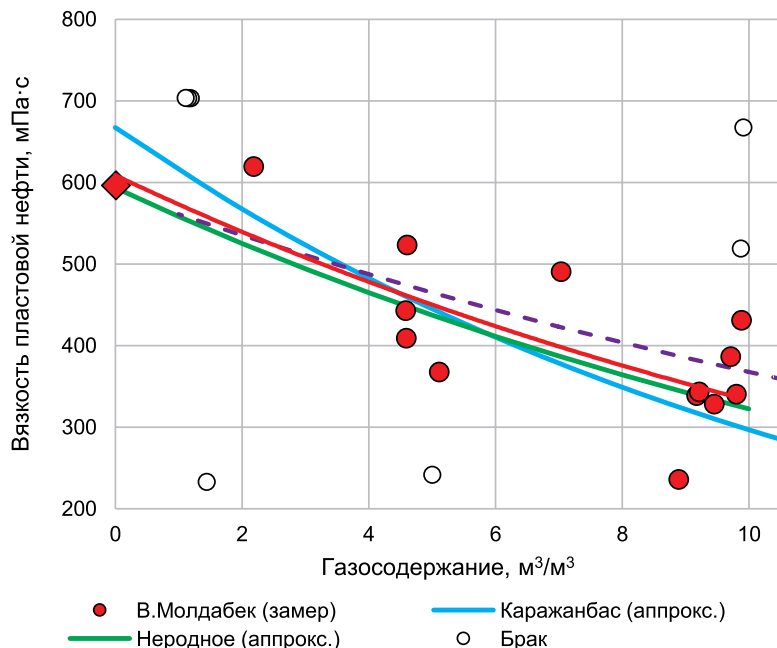


Рисунок 6. Зависимость вязкости пластовой нефти от газосодержания

Забракованные значения вязкости пластовой нефти м. Восточный Молдабек также отмечены красным цветом в табл. 3.

В табл. 4 приведено сравнение свойств пластовой и дегазированной нефти м. Восточный Молдабек, Каражанбас

и Русское. Небольшие изменения в свойствах и условиях, при которых эти нефти залегают в пластах, не помешали успешно использовать принцип аналогий для выявления наиболее достоверных зависимостей свойств.

Таблица 4. Свойства пластовой нефти

Параметр	В. Молдабек	Каражанбас	Русское
Пластовая температура, °С	23	30	20
Коэффициент растворимости, м³/м³/МПа	4,1	3,5	2,9
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	440	450	450
Вязкость дегазированной нефти, мПа·с	702	826	600
Плотность дегазированной нефти, кг/м³	916	938	938

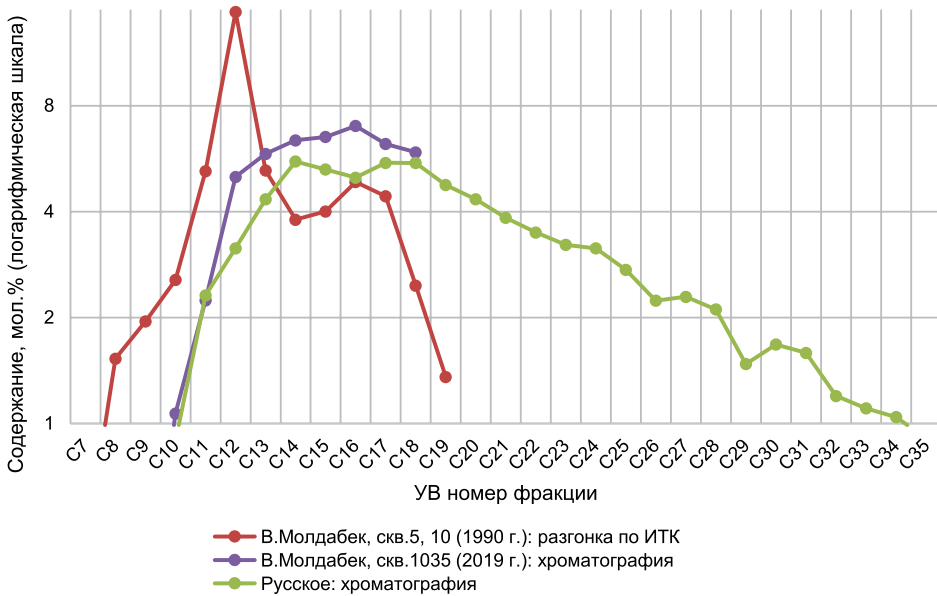
Особое значение при обосновании свойств пластового флюида играет состав нефти и газа, т.к. они в настоящее время являются основой моделирования пластовых флюидов и разработки месторождения. Кроме того, изучение состава нефти может позволить решить вопрос неоднозначных оценок вязкости нефти в стандартных условиях.

Изученность состава нефти пласта М-1 м. Восточный Молдабек низкая. Несмотря на повышенное количество проб, анализируемых в последние годы, исследования состава нефти по газовой хроматографии в лаборатории ограничены детальностью до C<sub>19+</sub>. Между тем современные стандарты позволяют проводить изучение состава с детальностью до C<sub>36+</sub>.



На рис. 7 приведена зависимость мольного содержания фракций дегазированной нефти от углеродного числа. Эта зависимость, как правило, соответствует экспоненциальному уменьшению содержания фракции с увеличением углеродного числа. Для обычных нефтей экспоненциальное распределение начинается обычно с фракции  $C_7 - C_8$ . Для биodeградированных тяжёлых нефтей перегиб смещается в область фракции  $C_{12} - C_{18}$ . Как видно из рис. 7, результаты определения состава нефти м. Восточный Молдабек и Русское очень схожи между собой, что также указывает на возможность использования данных в качестве аналога. На рис. 7 также изображены результаты определения состава

нефти м. Восточный Молдабек по результатам атмосферно-вакуумной разгонки по истинным температурам кипения. Хорошо видно, что полученные результаты нельзя использовать для характеристики состава ввиду неравномерного перераспределения содержания фракций, причиной которого возможно явился пересчёт состава от десятиградусных фракций к фракциям по нормальным парафинам, а также ввиду заниженных концентраций тяжёлых компонентов и неучтённых потерь при проведении эксперимента. В итоге можно сделать вывод, что данные по разгонке нефти для характеристики состава здесь неприменимы, и могут использоваться только данные детальной газовой хроматографии.



**Рисунок 7. Зависимость содержания компонентов дегазированной нефти от углеродного числа**

В табл. 5 приведено сравнение состава нефтерастворенного газа по 3 месторождениям. Состав нефтерастворенного газа тяжёлых пластовых нефтей обычно всегда метановый (97–99 мол. %), с незначительным количеством гомологов метана и следами компонентов  $C_{5+}$ . Отличие по метану разных месторождений обычно

связано с повышенным содержанием азота в некоторых флюидах, что и фиксируется по нефти м. Восточный Молдабек, где доля азота составляет более 5%. В остальном отличия в составах, представленных в табл. 5, незначительны для определения термодинамических параметров.

**Таблица 5. Состав нефтерастворенного газа**

Компонент	В. Молдабек	Каражанбас	Русское
	мол. %	мол. %	мол. %
$N_2$	5,59	2,46	1,02
$CO_2$	0,32	0,13	0,19
$C_1$	93,11	96,28	97,93

Компонент	В. Молдабек	Каражанбас	Русское
	мол. %	мол. %	мол. %
C <sub>2</sub>	0,44	0,49	0,55
C <sub>3</sub>	0,22	0,31	0,04
iC <sub>4</sub>	0,03	0,09	0,01
nC <sub>4</sub>	0,08	0,11	0,02
iC <sub>5</sub>	0,06	0,06	0,01
nC <sub>5</sub>	0,04	0,04	0,01
C <sub>6</sub>	0,05	0,04	0,17
C <sub>7</sub>	0,04	-	0,07
C <sub>8*</sub>	0,01	-	0,01
Σ	100,00	100,00	100,00
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	0,716	0,696	0,687
Молярная масса, г/моль	17,2	16,7	16,5

В составе нефти всех 3 месторождений наблюдается повышенное содержание смол, небольшое содержание парафинов и асфальтенов (табл. 6). В нефти м. Каражанбас асфальтенов значительно больше, и оно достигает содержания 5,4 масс.%. Систематизация современных представлений о внутренней организации и особенностях поведения высоковязких нефтей как неньютоновских систем позволяет утверждать, что в процессе разработки, пока температура пласта остается выше температуры насыщения нефти парафином, неньютоновское поведение нефти обусловлено концентрацией и эволюцией асфальтено-смолистых веществ [7].

Нефтяные смолы представляют собой сложные конденсированные циклические

системы, содержащие гетероатомы и имеющие мазеобразную консистенцию с большой молекулярной массой (до 1200 а.е.м.). Содержание смол в нефтях может достигать 20–30 масс.% и более [8]. Повышенное содержание смол и асфальтенов может привести к образованию новых структурных связей между твердыми компонентами нефти, в особенности при низкой пластовой температуре, что приведёт к резкому возрастанию вязкости и неньютоновскому течению флюида в пласте. Подобные аномалии вязкости могут быть связаны также с наличием механических примесей в нефти. Порода-коллектор пласта М-1 является слабо сцементированной, и при разработке в пластовую нефть попадает большое количество механических примесей.

Таблица 6. Содержание смол, асфальтенов и парафинов в нефти

Месторождение	Содержание, масс. %		
	смол	асфальтенов	парафинов
Восточный Молдабек	13,8	0,3	0,6
Русское	9,0	0,5	1,0
Каражанбас	15,9	5,4	2,0

В 70-х гг. проводились анализы по определению реологических свойств нефти м. Каражанбас. Однако подтверждения неньютоновскому течению флюида тогда получено не было. Тем не менее изучение реологических свойств нефти м. Восточный Молдабек необходимо провести повторно, чтобы сделать однозначный вывод о наличии или отсутствии этой проблемы при добыче нефти. Несмотря на повышенную неопределённость в оценке свойств тяжелой пластовой нефти м. Восточный Молдабек, комплексный подход к анализу первичной информации с привлечением корреляций и месторождений-аналогов позволил избежать грубых ошибок при определении давления насыщения и вяз-

кости пластовой нефти. В результате проведённых работ для пластовой нефти м. Восточный Молдабек:

- дана достоверная оценка градиента растворимости газа в нефти и определено давление насыщения, присущее данному флюиду;
- дана оценка изменения вязкости дегазированной нефти в зависимости от температуры;
- с помощью корреляций и месторождений-аналогов дан прогноз по изменению вязкости нефти от газосодержания;
- сделана оценка качества результатов атмосферно-вакуумной фракционной разгонки и данных газовой хроматографии.

### Список использованной литературы

1. Dindoruk B., Christman P. PVT Properties and Viscosity Correlations for Gulf of Mexico Oils. – SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2004, №7 (06). <https://doi.org/10.2118/89030-PA>.
2. Ghetto G., Villa M. Reliability Analysis on PVT Correlations. – European Petroleum Conference, Oct. 25–27, 1994, London, United Kingdom, 1994. <https://doi.org/10.2118/28904-MS>
3. Kartoatmodjo T., Schmidt Z. New Correlations for Crude Oil Physical Properties. – Paper SPE 23556, 1991.
4. Kartoatmodjo T., Schmidt Z. Large Data Bank Improves Crude Physical Property Correlations. – Oil & Gas Journal, July 4, 1994, p. 51–55.
5. Standing B. A Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixtures of California Oils and Gases. – API 47-275, 1947.
6. Whitson C.H., Brulé M.R. Phase Behavior. – SPE Monograph, 2000, vol. 20, 233 p.
7. Зиновьев А.М., Ольховская В.А., Коновалов В.В. и др. Исследование реологических свойств и особенностей фильтрации высоковязких нефтей Самарской области. – Вестник СамГТУ. Серия «Технические науки», 2013, №2 (38), с.197–205.
8. Девликамов В.В., Хабибуллин З.А., Кабиров М.М. Аномальные нефти. – М., Недра, 1975, 168 с.

## ШЫҒЫС МОЛДАБЕК КЕН ОРНЫ ЖОҒАРЫ ТҰТҚЫРЛЫ МҰНАЙЫНЫҢ ҚАСИЕТТЕРІ

**Б.К. Хасанов, П.А. Гужиков, К.М. Кунжарықова, Н.К. Дукесова, Г.Ж. Қоқымбаева**

*Қиын шығарылатын мұнайдың айтарлықтай қоры тұтқырлығы жоғары, ауыр майлар санатына жататыны белгілі. Тереңдігі таяз болғанымен, бұл қорларды жер бетіне шығару технологиялық қиындықтар туғызады. Мұнайды өндіру технологиясында қойнауқаттағы мұнайдың қасиеттері өнімділік коэффициентіне тікелей әсер етеді және олардың ерекше орны бар. Бұл мақалада Шығыс Молдабек кен-орны бор шоғырындағы тұтқырлығы жоғары мұнайдың қасиеттерін негіздеу жобасы қарастырылған.*

*Түйін-сөздер: тұтқырлығы жоғары мұнай, қабаттағы мұнайдың қасиеттері, PVT.*

## HIGH-VISCOSITY OIL PROPERTIES OF THE EAST MOLDABEK FIELD

**B.K. Hasanov, P.A. Guzhikov, K.M. Kunzharikova, N.K. Dukesov, G.Zh. Kokymbaeva**

*Large reserves of hard-to-recover oil belong to the category of high-viscosity, heavy oils. Despite the shallow depth of occurrence, there are technological difficulties in extracting these fluids to the surface. The properties of reservoir oil, which directly affect the oil recovery factor, have a key role for the production technology. The article considers an example of analysis and substantiation of the properties of high-viscosity oil from the chalk reservoir of the East Moldabek field.*

*Keywords: high-viscosity oil, reservoir oil properties, PVT.*

### Информация об авторах

**Хасанов Бахытжан Кенесович** – генеральный директор (председатель Правления), [b.khassanov@niikmg.kz](mailto:b.khassanov@niikmg.kz).

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан, Казахстан

**Гужиков Павел Анатольевич** – эксперт по пластовым флюидам, [pguzhikov@detac.com](mailto:pguzhikov@detac.com).

DeGolyer and MacNaughton, г. Нур-Султан, Казахстан

**Кунжарикова Клара Мырзахановна** – руководитель сектора PVT, канд. техн. наук, [k.kunzharikova@kmg.kz](mailto:k.kunzharikova@kmg.kz).

**Дукесова Надежда Куандыковна** – ведущий инженер, [n.dukessova@niikmg.kz](mailto:n.dukessova@niikmg.kz).

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан, Казахстан

**Кокымбаева Гаухар Жарылкасыновна** – Старший инженер, [kokymbayeva.g@llpctmg.kz](mailto:kokymbayeva.g@llpctmg.kz). Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Атырау, Казахстан