

**Моделирование PVT свойств
пластовых флюидов в пределах блока
Каратон-Саркамыс на примере
Прорвинской группы месторождений**

Г.Ж. Кокымбаева¹,
Э.В. Ермеков¹,
Ж.С. Мурзагалиева¹,
Р.Н. Утеев¹,
А.С. Марданов¹

¹Атырауский филиал «КМГ Инжиниринг»

Адрес для связи: ermekov.e@kmge.kz,
murzagaliyeva.zh@kmge.kz,
uteyev.r@llpcmg.kz,
mardanov.a@llpcmg.kz

Ключевые слова: залежь, свойства пластовой нефти, PVT, плотность, вязкость, давление насыщения.

На сегодняшний день актуальной задачей является создание PVT-моделей, адекватно воспроизводящих свойства пластовых углеводородных смесей, основанных как на моделях нефти типа Black oil, так и композиционных PVTi, PVTsim.

Наличие достоверных данных о PVT свойствах пластовых флюидов играет ведущую роль при подсчете запасов нефтяных и газовых залежей, оценке коэффициента извлечения нефти, исследовании скважин, численном моделировании коллекторов и для принятия обоснованных решений при проектировании разработки месторождений. На практике результаты промысловых, лабораторных и теоретических исследований используются одновременно для обоснования свойств природных углеводородных смесей. На каждом из отмеченных этапов специалисты стремятся повысить достоверность получаемых данных и развить методы их интерпретации.

**Modeling of pvt properties of reservoir
fluids within the karaton-sarkamys block
on the example of the prorvinsk group
of deposits**

G.Zh. Kokymbaeva¹,
E.V. Ermekov¹,
J.S. Murzagaliyeva¹,
R.N. Uteev¹,
A.S. Mardanov¹,

¹Atyrau branch «KMG Engineering»

E-mail: ermekov.e@kmge.kz, murzagaliyeva.zh@kmge.kz,
uteyev.r@llpcmg.kz, mardanov.a@llpcmg.kz

Key words: reservoir, formation oil properties, PVT, density, viscosity, saturation pressure.

To date, an urgent task is to create PVT models that adequately reproduce the properties of reservoir hydrocarbon mixtures based on both Black oil oil models and composite PVTi, PVTsim.

The availability of reliable data on the PVT properties of reservoir fluids plays a leading role in calculating oil and gas reserves, estimating the oil recovery coefficient, well exploration, numerical modeling of reservoirs and for making informed decisions when designing field development. In practice, the results of field, laboratory and theoretical studies are used simultaneously to substantiate the properties of natural hydrocarbon mixtures. At each of these stages, specialists strive to increase the reliability of the data obtained and develop methods of their interpretation.

Доклад публикуется в авторской редакции

Исходной информацией для построения термодинамических моделей пластовых углеводородных смесей являются результаты исследования пластовых и поверхностных проб, а также промысловые данные. Главным критерием достоверности полученных данных по пробам является представительность отобранных образцов. Соответственно образцы пластового флюида, отбор

которых проведен согласно регламенту отбора представительных проб, дают возможность использования этих данных для создания флюидалльной модели месторождения [1].

Однако сложность и специфичность геологического строения, недостаточная изученность основных закономерностей изменения фильтрационно-емкостных свойств, неоднозначность оценок фазового состояния природных углеводородных систем, аномально высокое пластовое давление создают существенные трудности при создании геологической и гидродинамической моделей залежей.

Сведения о составе, физико-химических и термодинамических свойствах пластового флюида являются важным звеном в структуре исходной информации, необходимой для создания и дальнейшего использования геолого-технологической документации различных уровней (подсчет запасов, технологические схемы разработки месторождений и др.) [2].

Для создания PVT-модели месторождения, основанной на уравнении состояния [3] и фундаментальных принципах термодинамики многокомпонентных систем при расчете фазового равновесия, в первую очередь требуется определение компонентного состава пластовой смеси.

На практике часто приходится сталкиваться с отсутствием данных о компонентном составе пластовой нефти, а в случае газоконденсатонефтяных залежей с отсутствием сведений о составе и свойствах газа газовой шапки, а также свободного газа, в том числе о потенциальном содержании стабильного конденсата (C_{5+}) [4].

На примере Прорвинской группы месторождений (Кисимбай, Актобе, Досмухамбетовское, Западная Прорва, С. Нуржанов (все залежи) и С. Нуржанов Северо-Западное крыло) представлена PVT характеристика состава и свойств нефти блока Каратон-Саркамыс (рис. 1).



Рис. 1. Обзорная карта

Месторождение Актобе в географическом отношении расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины. В 15 км к юго-западу от него находится нефтяное месторождение С. Нуржанов. На месторождении вскрыт комплекс мезокайнозойских отложений, представленных триасовой, юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной системами, а также соленосными отложениями кунгурского яруса пермской системы.

Месторождение Досмухамбетовское расположено на южной окраине Прикаспийской впадины, в 6 км к северу от месторождения Актобе. На месторождении Досмухамбетовское вскрыты отложения от кунгурского возраста до четвертичной системы.

Месторождение Кисимбай расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины. На месторождении вскрыты отложения от четвертичных до нижнепермских включительно, но при этом, верхняя часть разреза изучена достаточно хорошо, нижняя часть разреза вскрыта единичными скважинами. Вскрытые разрезы по всем пробуренным скважинам идентичны.

Месторождение Западная Прорва географически расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины на восточном берегу Каспийского моря. На месторождении вскрыты отложения от палеогена до кунгурского яруса нижней перми. С поверхности эти осадки перекрываются отложениями четвертичного возраста.

Газонефтяное месторождение С. Нуржанов отличается сложным геологическим строением, выражающимся в наличии тектонических нарушений, делящих месторождение на многочисленные блоки. Пласты-коллекторы характеризуются значительной неоднородностью, как по площади залежей, так и по разрезу. Промышленная нефтегазоносность месторождения связана с терригенно-карбонатными отложениями валанжинского яруса (нижнего мела) и отложениями верхней, средней юры и триасовых отложениями.

На месторождении С. Нуржанов вскрыта толща палеозойских и мезокайнозойских отложений. В разрезе выделены породы пермской, триасовой, юрской, меловой, палеогеновой, четвертичной систем. Месторождение С. Нуржанов (Северо-Западное крыло) территориально относится к блоку Каратон-Саркамыс. Литологическая характеристика разреза дана на основе близлежащего основного месторождения С. Нуржанов (все залежи).

По результатам экспериментальных замеров построены зависимости параметров пластовой нефти от газосодержания (см. рис. 4–19). Для отбраковки некачественных значений параметров использовался контроль данных по материальному балансу. Кроме того, все данные оценивались с помощью уравнения состояния для устранения грубых ошибок лабораторных исследований [5].

Для оценки свойств начальной пластовой нефти осуществлялась математическая рекомбинация состава с использованием полученного среднего значения газосодержания. Составы газа и нефти использовались по результатам исследований лаборатории ТОО «КМГ Инжиниринг», как наиболее качественные и детальные. По остальным лабораториям состав дегазированной нефти либо

отсутствует, либо определение состава осуществлялось с нарушением методик проведения, что привело к некачественным результатам (отсутствие «плюсового» остатка в составе). Свойства фракций нефти были получены путем экспоненциального прогноза от углеводородного числа с учетом соблюдения материального баланса с принятой плотностью и молекулярной массой нефти. Полученный состав пластовой нефти использовался для грубой оценки качества лабораторных результатов, в результате которых были забракованы явно некондиционные значения параметров (давление насыщения, объемный коэффициент, плотность пластовой нефти).

В целом по Прорвинской группе месторождений было проанализировано:

- Кисимбай – 14 глубинных и 25 поверхностных проб;
- Актобе – 22 глубинных, 7 рекомбинированных и 29 поверхностных проб;
- Досмухамбетовское – 22 глубинных, 11 рекомбинированных и 34 поверхностных проб;
- Западная Прорва – 54 глубинных и 64 поверхностных проб;
- С. Нуржанов (все залежи) – 162 глубинных, 7 рекомбинированных и 174 поверхностных проб;
- С. Нуржанов Северо-Западное крыло – 22 глубинных и 19 поверхностных проб

Число анализируемых проб Прорвинской группы месторождений блока Каратон-Саркамыс приведено в табл. 1.

Таблица 1

Месторождение	Число анализируемых проб		
	глубинных	рекомбинированных	поверхностных
Кисимбай	14	–	25
Актобе	22	7	29
Досмухамбетовское	22	11	34
Западная Прорва	54	–	64
С. Нуржанов (все залежи)	162	7	174
С. Нуржанов Северо-Западное крыло	22	–	19

В районе месторождений Кисимбай и С. Нуржанов (все залежи) выделен валанжинский продуктивный горизонт на глубине 1585 и 1900,9 м (Южное крыло,

Южное поле) и 1893,4 м (С-В поле), соответственно. Плотность пластовой нефти месторождения Кисимбай валанжинского горизонта варьируется от 0,603 до 0,805 г/см³, в среднем по горизонту составляет 0,757 г/см³ (рис. 6). Давление насыщения при $T_{пл}=61$ °С и $P_{пл}=15,4$ МПа составляет 10,4 МПа (рис. 2–3). Газосодержание в среднем 74,6 м³/т. Объемный коэффициент 1,180. Нефть в пластовых условиях характеризуется вязкостью в среднем 3,1 мПа*с. Плотность дегазированной нефти в среднем по горизонту составляет 0,873 г/см³, что характеризует нефть как тяжелую.

Валанжинский продуктивный горизонт месторождения С. Нуржанов (все залежи) охватывает Южное крыло, Южное поле (абс. отм. –1900,9 м) и Северо-Восточное поле (абс. отм. –1893,4 м). Плотность пластовой нефти Южного крыла, Южного поля и Северо-Восточного поля составляет 0,767 и 0,789 г/см³ при средней температуре 64–66 °С, соответственно. Газосодержание Южного крыла, Южного поля и Северо-Восточного поля в среднем составляет 124,1 и 62,8 м³/т, при давлении насыщения 7,3 и 10,4 Мпа, соответственно. Плотность дегазированной нефти Южного крыла, Южного поля характеризуется как особо легкая (0,830 г/см³), нефть Северо-Восточного поля как легкая (0,843 г/см³). Юрские продуктивные горизонты месторождения (Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV, Ю-V) характеризуются газосодержанием от 95 (Ю-I) до 153,6 м³/т (Ю-V), плотностью дегазированной нефти от 0,848 до 0,878 г/см³ и классифицируются как средние и тяжелые.

Триасовые продуктивные горизонты (Т-I, Т-II-A, Т-III, Т-IV, Т-V) характеризуются газосодержанием от 146,2 (Т-V) до 202,2 м³/т (Т-I), плотностью от 0,891 до 0,897 г/см³ и классифицируются как тяжелые и битуминозные.

Юрские продуктивные горизонты Ю-II (абс. отм. –2283,0) и (абс. отм. –2436,8) Ю-IV Северо-Западного крыла месторождения С. Нуржанов характеризуются газосодержанием от 147,3 (Ю-II) и 95,8 м³/т (Ю-IV), плотностью дегазированной нефти от 0,865 до 0,873 г/см³ и классифицируются как средние и тяжелые.

Триасовые продуктивные горизонты (Т-II-A, Т-IV-A, Т-V) характеризуются газосодержанием от 106,5 (Т-V) до 286 м³/т (Т-IV-A), плотностью от 0,856 (Т-IV-A) до 0,933 г/см³ (Т-V), и классифицируются как тяжелые и битуминозные.

Анализируя результаты исследований пластовой нефти продуктивных горизонтов месторождения Досмухамбетовское надо отметить, что изученность флюидальной системы среднеюрских горизонтов удовлетворительная, параметры по горизонтам выдержаны, за исключением двух проб, по которым газосодержание составляет 26 (горизонт VIII-2) и 25,2 м³/т (горизонт XIV). В основном, по результатам исследований пластовых нефтей видно, что наблюдается некоторая тенденция к увеличению газосодержания по глубине, уменьшается плотность пластовой нефти и вязкость пластовой нефти. Давление насыщения изменяется от 4 до 12,4 МПа (рис. 12). Плотность пластовой нефти юрских горизонтов варьирует от 0,750 до 0,850 г/см³ (рис. 14). Газосодержание меняется от 32 до 85 м³/т. Объемный коэффициент варьирует от 1,102 до 1,266. Нефть в пластовых условиях характеризуется вязкостью в среднем 2,5 мПа·с. Плотность дегазированной нефти меняется от 0,836 до 884 г/см³ и характеризуется как легкая (VIII-1+2 горизонт), средняя (VIII-2 горизонт) и тяжелая (VIII-4-Б, IX-1, IX-2, X-2, XIV).

Физико-химические свойства пластовой нефти месторождения Актобе изучены из продуктивных горизонтов: VIII₁, VIII₂, VIII₃, VIII₄, VIII₅, IX₁, VIII₁-IX₁. Анализ результатов PVT исследований пластовых нефтей показал, что давление насыщения изменяется от 7,1 до 18,8 МПа (рис. 12). Плотность пластовой нефти юрских горизонтов варьирует от 0,672 до 0,755 г/см³ (рис. 14). Газосодержание меняется от 102,4 до 214,5 м³/т. Объемный коэффициент варьирует от 1,217 до 1,538. Нефть в пластовых условиях характеризуется вязкостью в среднем 0,9 мПа·с. Плотность дегазированной нефти меняется от 0,811 до 842 г/см³. Нефть всех горизонтов относится к типам «0» и «1» и классифицируется как особо легкая и легкая.

Основной объем глубинных проб месторождения Западная Прорва характеризует продуктивный горизонт Т-III. Распределение отобранных проб пластовой нефти по площади месторождения представлено на рис. 5 и 16–19. По площади пробы юрского горизонта отобраны из чисто нефтяной зоны с периферийной части эксплуатационного объекта. По продуктивному горизонту Т-II пробы в основном отобраны из центральной (клиновидной) части, по продуктивному горизонту Т-III охватывают почти всю площадь.

Лабораторные PVT исследования проб пластовой нефти месторождения проводились только в рамках сокращенного комплекса (стандартная сепарация, PV соотношения), поэтому при построении модели использовались только базовые эксперименты.

Для донасыщения проб пластовой нефти до давления насыщения, соответствующего пластовому (на глубине ГНК) использовался равновесный состав газа. Моделирование выполнялось в программе Schlumberger PVTi. После настройки уравнения состояния выгружены модели флюидов, соответствующие условиям разгазирования на сепараторе. Условия сепарации приняты типичные для промысловой системы нефтяных месторождений согласно РД.

В целом, динамика изменения газосодержания пластовой нефти по глубинным пробам горизонта Ю-II согласуется с поведением насыщенных пластовых систем. С учетом наличия газовой шапки, насыщенное состояние флюида в начальный период разведки не вызывает сомнения. Ввиду того, что высота залежи не велика, погрешность лабораторных данных превышает вероятные изменения по глубине, то параметры пластовой нефти можно принять едиными по высоте залежи.

Выявленная зависимость свойств пластовой нефти позволяет восстановить свойства начального флюида в насыщенном состоянии. Давление насыщения пластовой нефти соответствует пластовому давлению на ГНК. Плотность нефти в пластовых условиях $0,688 \text{ г/см}^3$. Вязкость пластовой нефти $1,1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Давление насыщения нефти с газом $24,9 \text{ МПа}$, газосодержание – $194,2 \text{ м}^3/\text{т}$, при объемном коэффициенте $1,460$.

Все пробы по горизонту Т-II хорошо аппроксимируются единой корреляционной связью на графиках зависимости давления насыщения и объемного коэффициента от газосодержания. Это является критерием принадлежности всех проб единой пластовой системе. Снижение газосодержания по пробам вызвано условиями отбора проб (низкая проницаемость коллектора и высокие депрессии, отсутствие времени подготовки для отбора проб и др.), а также снижением пластового давления в залежи. Плотность нефти в пластовых условиях $0,681 \text{ г/см}^3$. Вязкость пластовой нефти $0,4 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Давление насыщения нефти с газом в среднем составляет $25,4 \text{ МПа}$, газосодержание – $189,4 \text{ м}^3/\text{т}$, при объемном коэффициенте $1,490$.

В целом по горизонту Т-III, зависимость по всему диапазону давлений очень короткая, что может являться свидетельством недонасыщенности начального пластового флюида (рис. 3). Результаты исследований противоречивы и свидетельствуют не только о низком качестве проб из-за недопустимых условий отбора (двухфазное состояние), но и подгонки лабораторных данных под условно кондиционные значения. Например, множество проб отобраны на глубинах, на которых давление отбора значительно ниже давления насыщения пластовой нефти, определенное в лаборатории. При этом очень часто имеется параллельная проба, замеры по которой якобы подтверждают высокое качество проб. Плотность нефти в пластовых условиях $0,685 \text{ г/см}^3$. Вязкость пластовой нефти $0,5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Давление насыщения нефти с газом $26,6 \text{ МПа}$, газосодержание – $190,4 \text{ м}^3/\text{т}$, при объемном коэффициенте $1,540$.

Пластовая нефть горизонта Т-V охарактеризована тремя исследованиями. Полученные результаты исследований противоречивы. Плотность сепарированной нефти составила $0,889$ и $0,780 \text{ г/см}^3$ соответственно. Низкие значения плотности нефти, такие как $0,780$ – $0,783 \text{ г/см}^3$ являются не типичными для триасовых отложений не только месторождения Западная Прорва, но и месторождения спутник С. Нуржанов. Вполне вероятно, что глубинные пробоотборники отобрали не образцы пластовой нефти, а насыщенный конденсат (продукт выпадения

конденсата газовой шапки горизонта T-V), поэтому эти пробы не могут характеризовать свойства начальной пластовой нефти. Проба из скв. 400 отобрана на глубине 2500 м, а давление насыщения пробы составило 24 МПа, что близко к гидростатическому давлению на этой глубине. Ввиду наличия газовой шапки в пласте, принято решение о математическом донасыщении состава пластовой нефти до уровня давления насыщения равного пластовому давлению на ГНК. Газосодержание насыщенной пластовой нефти составило $227 \text{ м}^3/\text{м}^3$, плотность сепарированной нефти – $0,889 \text{ г}/\text{см}^3$, плотность нефти в пластовых условиях – $0,681 \text{ г}/\text{см}^3$, вязкость пластовой нефти – $0,5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, давление насыщения нефти с газом – 34,0 МПа, газосодержание – $195,8 \text{ м}^3/\text{т}$, при объемном коэффициенте 1,550.

Параметры пластовой нефти определены согласно модели пластовой нефти, параметры уравнения состояния которой были настроены на воспроизведение адекватных экспериментальных данных [6]. В результате получена модель, характеризующая поведение флюида, максимально приближенная к достоверным значениям параметров, и имеющая физическую взаимосвязь свойств не только при начальных условиях, но и при моделировании разработки залежи на истощение (см. табл. 2).

Выводы

Анализируя экспериментальный материал по исследованным пробам поверхностных нефтей можно сделать следующие выводы:

Свойства нефти внутри отдельных горизонтов довольно близки между собой. Видимые различия могут быть в зависимости от места отбора проб, положения скважины в залежи, близости ВНК, т.е. соответствуют существующим представлениям об изменении свойств нефти в пределах залежи.

Для нефти многих месторождений надсолевого комплекса характерна следующая закономерность изменения физико-химических свойств, чем больше глубина залегания продуктивного горизонта, тем легче нефть.

Особенность флюидальных систем месторождений блока Каратон-Саркамыс Атырауской области заключается в том, что параметры пластовой и сепарированной нефти залежей характерно наоборот утяжеление нефти с увеличением глубины залегания горизонтов. Так, например, нефти из триасовых горизонтов более тяжелые и вязкие чем юрские, выход светлых фракций, выкипающих до 300 °С меньше, чем у нефтей юрских горизонтов, хотя такие параметры как содержание серы, смол и парафинов являются сопоставимыми.

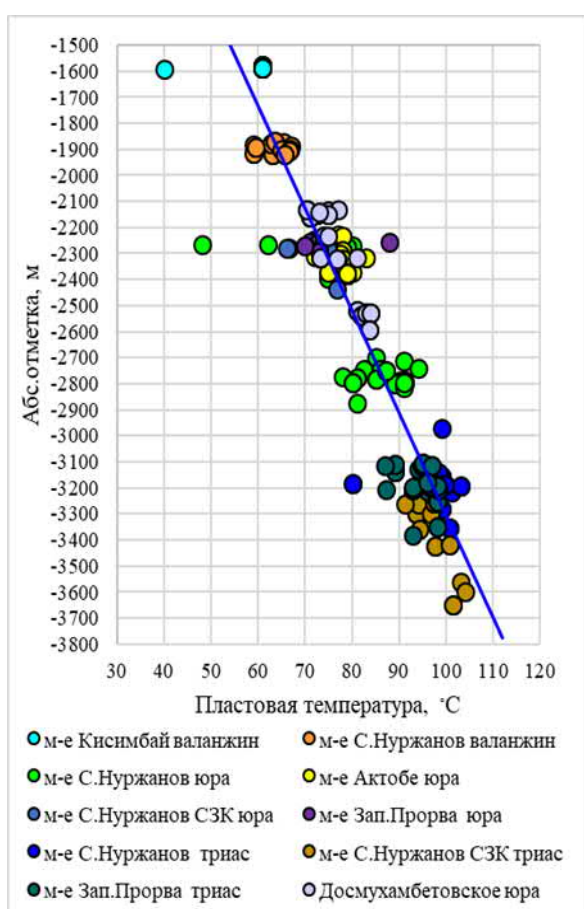


Рис. 2. Изменение пластовой температуры с глубиной

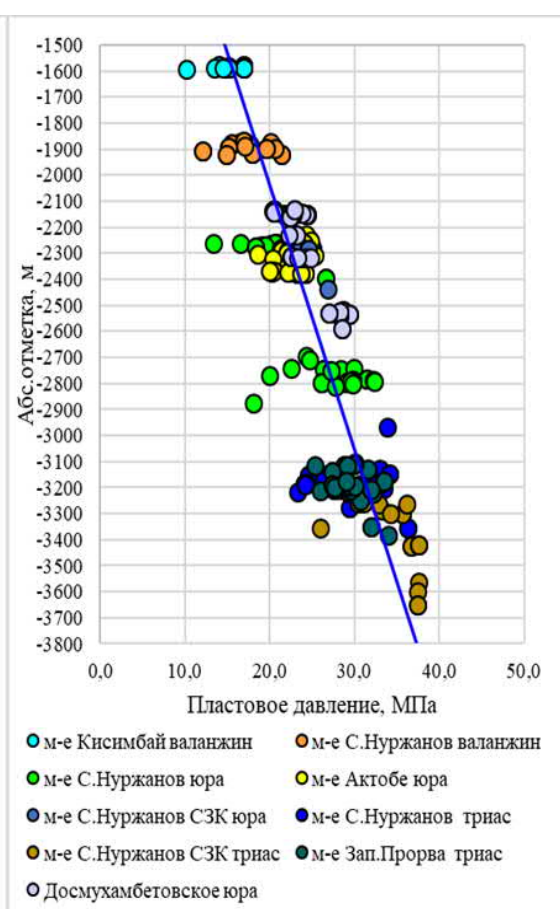


Рис. 3. Изменение пластового давления с глубиной

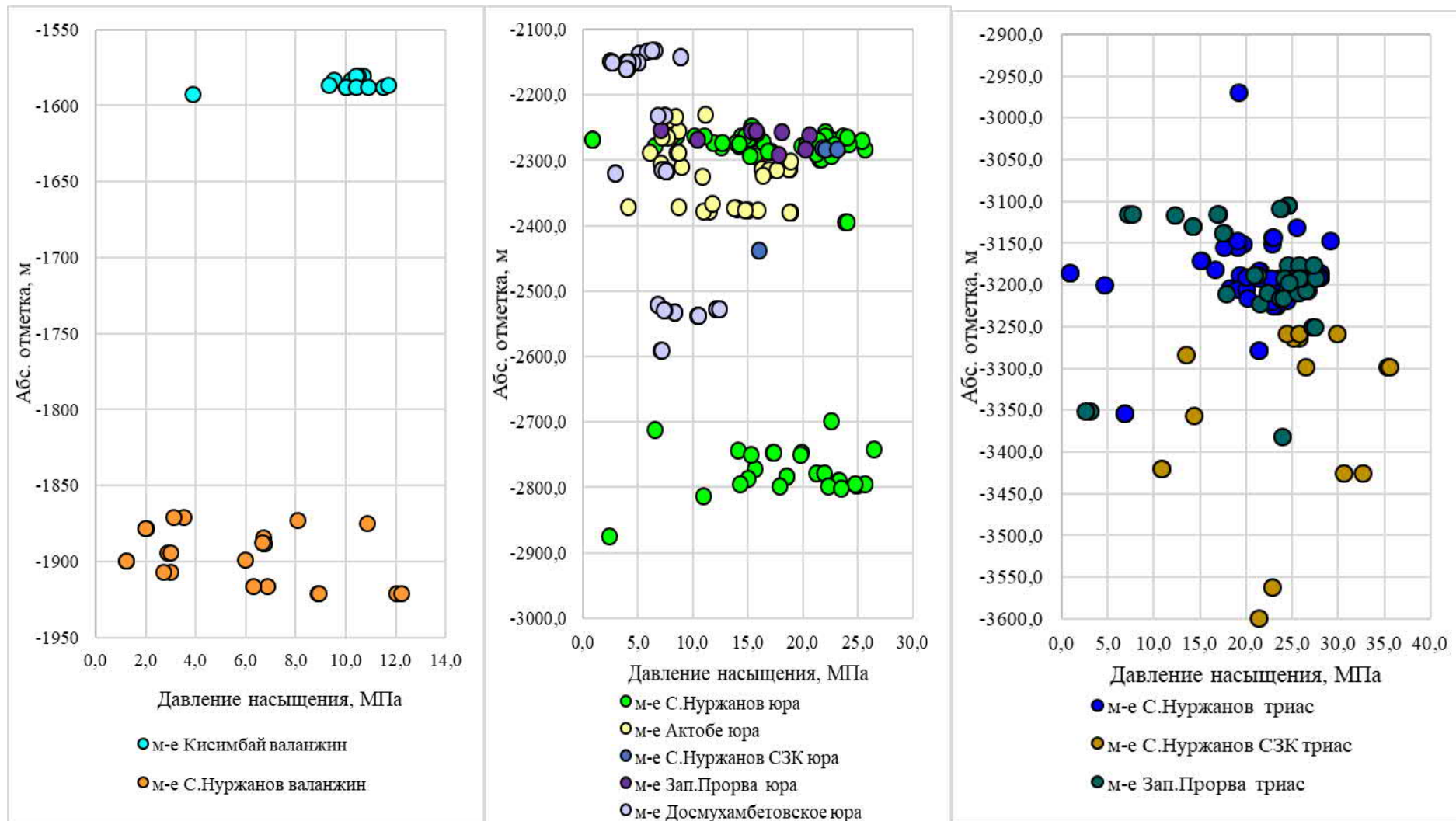


Рис. 4. Изменение давления насыщения пластовой нефти с глубиной залегания по горизонтам

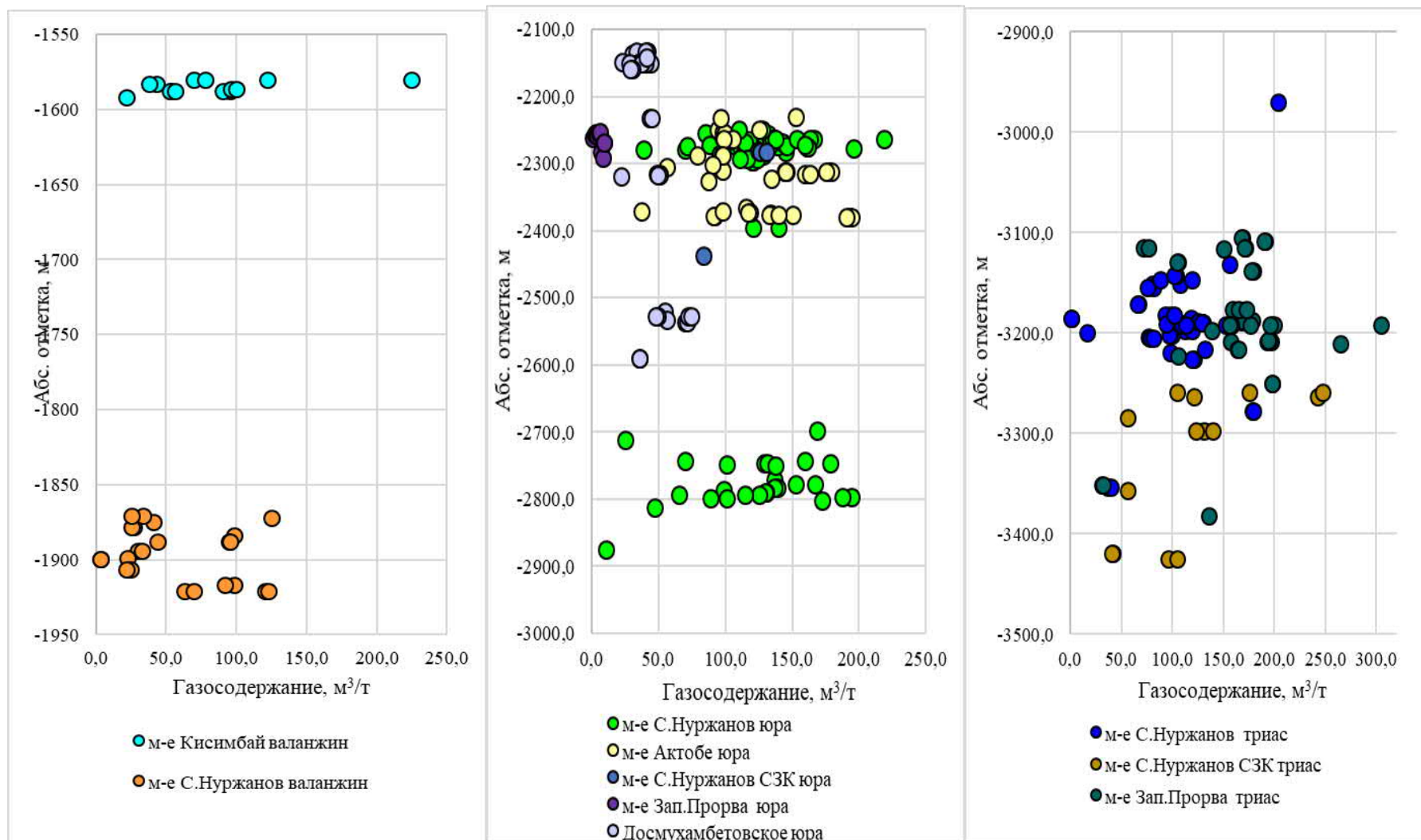


Рис. 5. Изменение газосодержания пластовой нефти с глубиной залегания по горизонтам

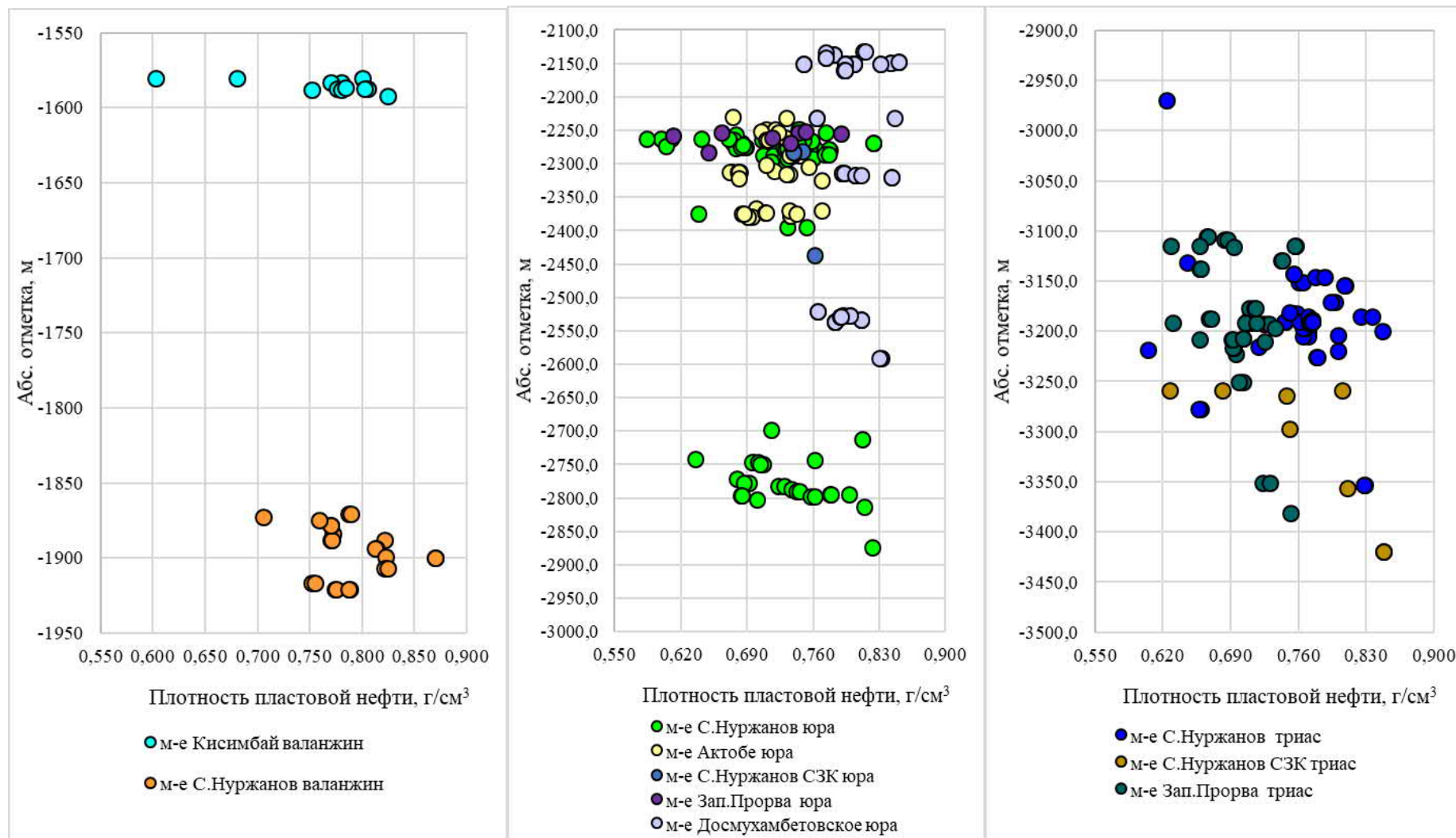


Рис. 6. Изменение плотности пластового флюида с глубиной залегания по горизонтам

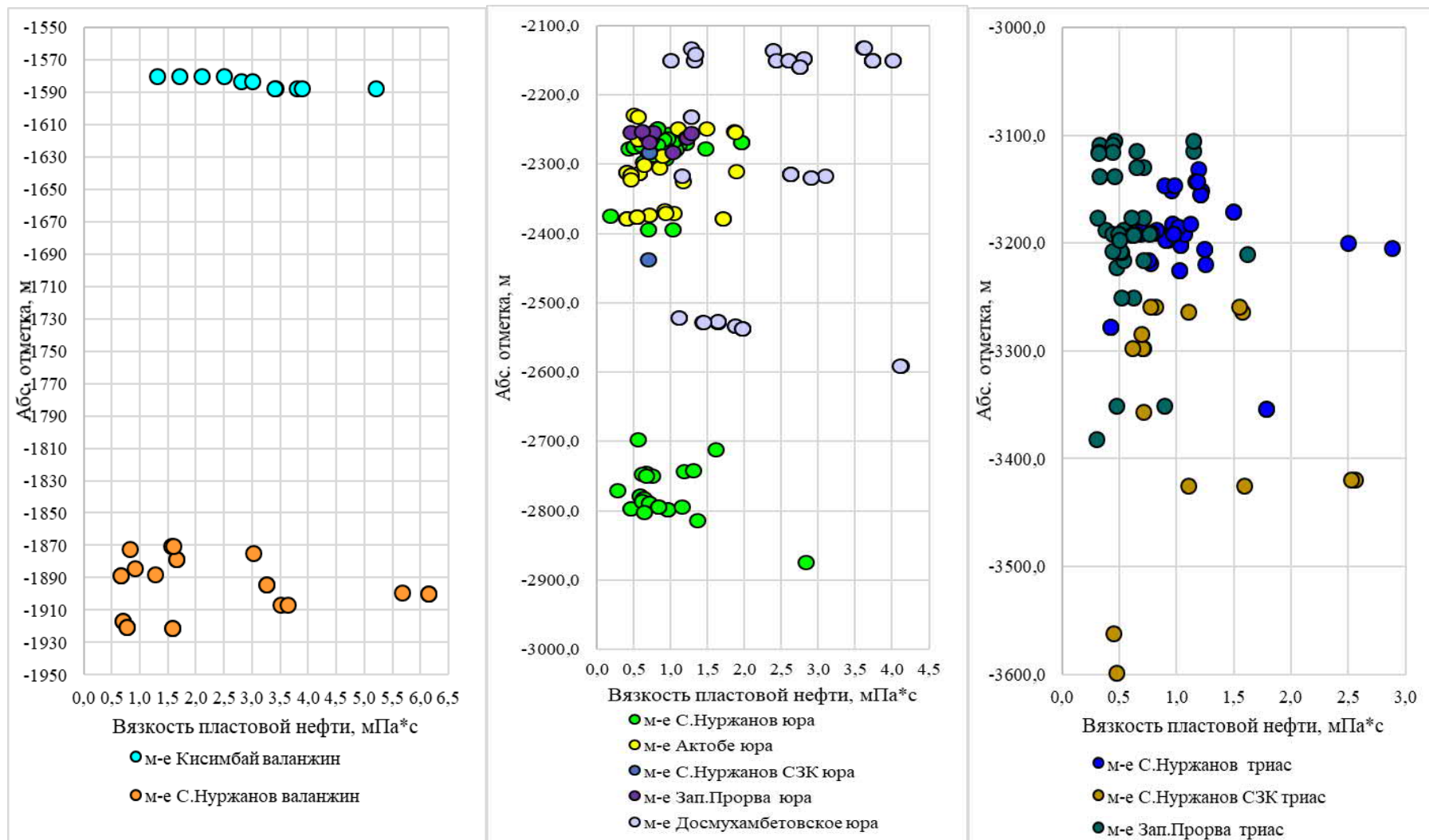


Рис. 7. Изменение вязкости пластового флюида с глубиной залегания по горизонтам

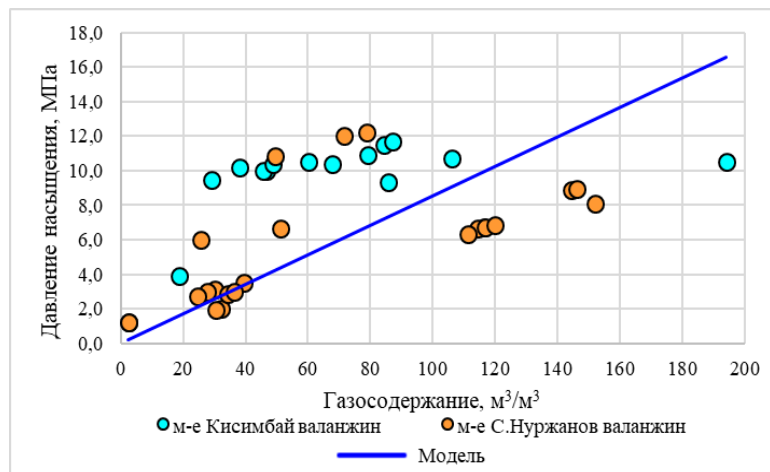


Рис. 8. Зависимость давления насыщения от газосодержания пластовой нефти

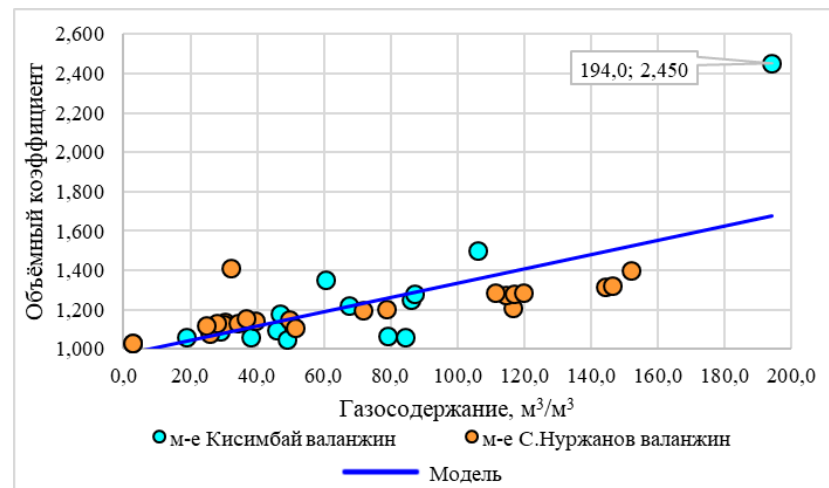


Рис. 9. Зависимость объёмного коэффициента от газосодержания пластовой нефти

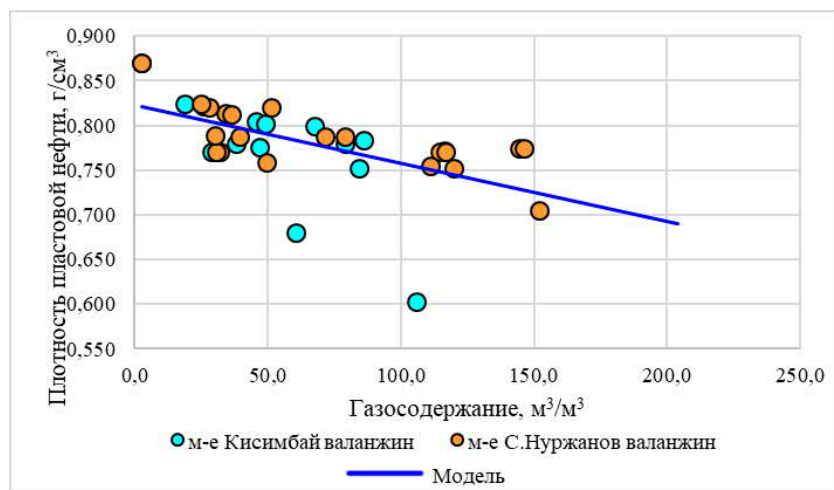


Рис. 10. Зависимость плотности от газосодержания пластовой нефти

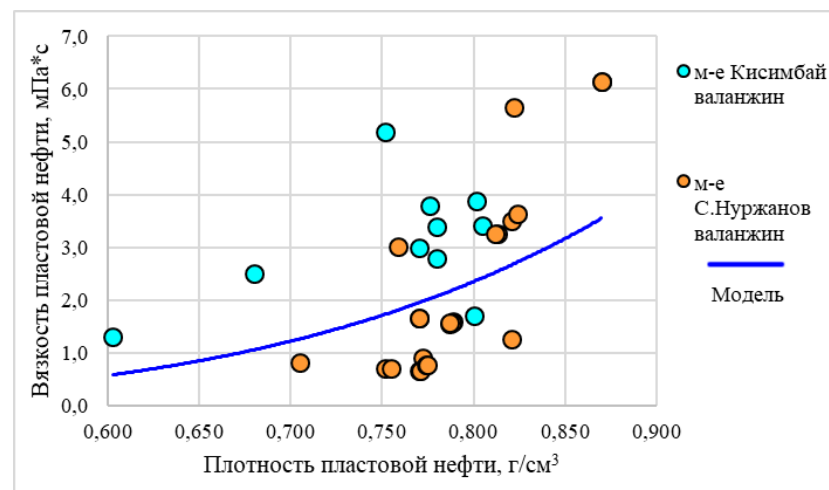


Рис. 11. Зависимость вязкости от плотности пластовой нефти

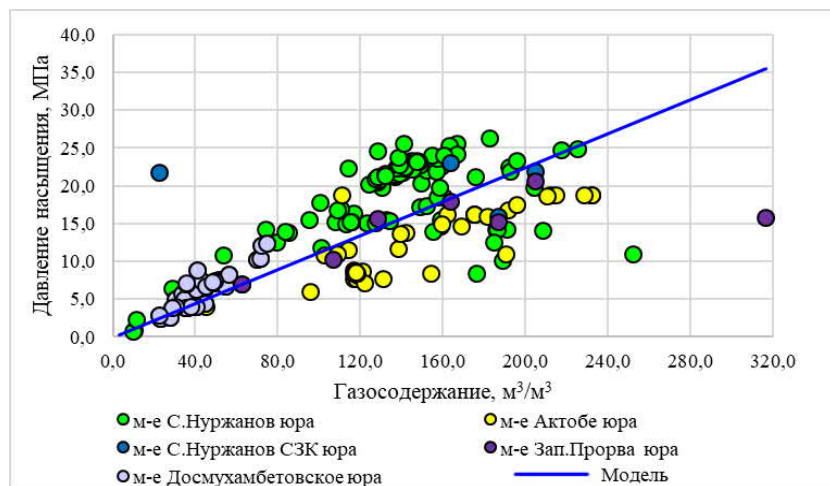


Рис. 12. Зависимость давления насыщения от газосодержания пластовой нефти

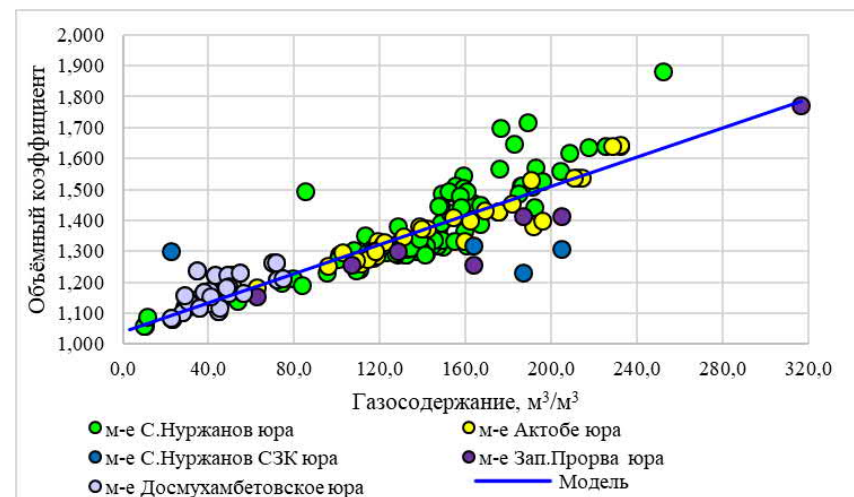


Рис. 13. Зависимость объемного коэффициента от газосодержания пластовой нефти

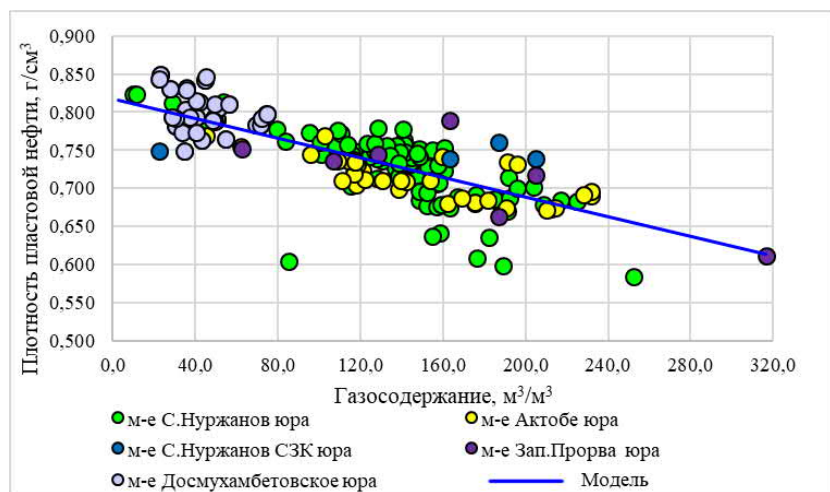


Рис. 14. Зависимость плотности от газосодержания пластовой нефти

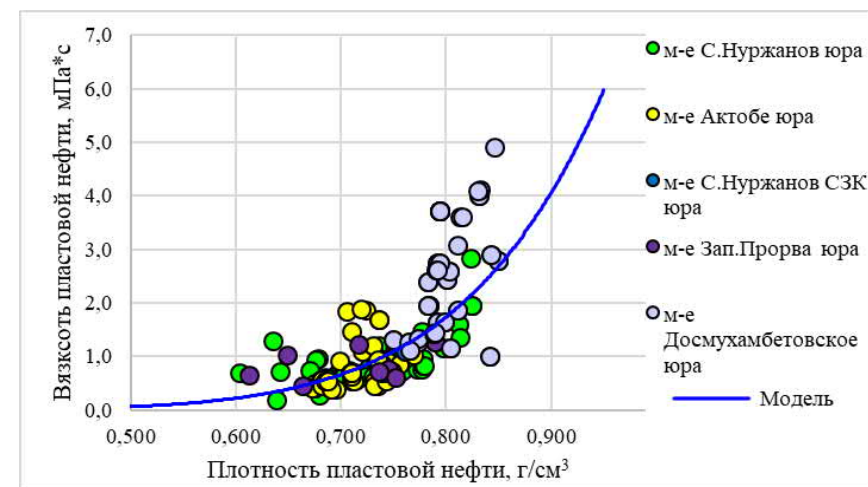


Рис. 15. Зависимость вязкости от плотности пластовой нефти

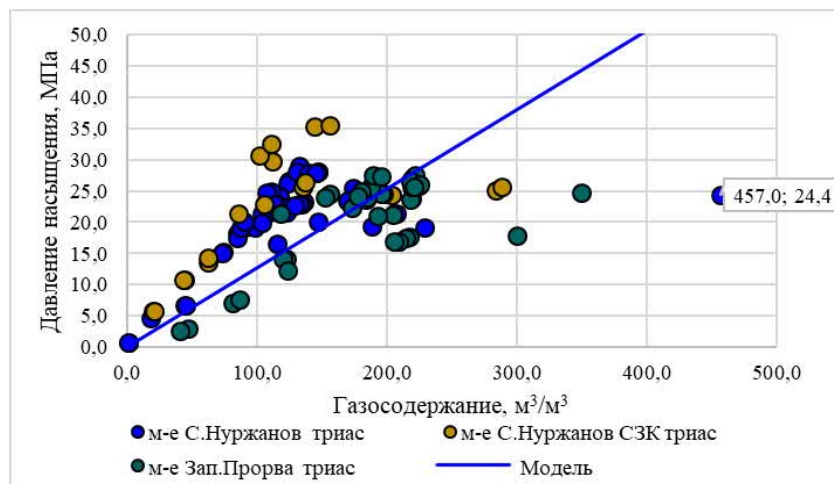


Рис. 16. Зависимость давления насыщения от газосодержания пластовой нефти

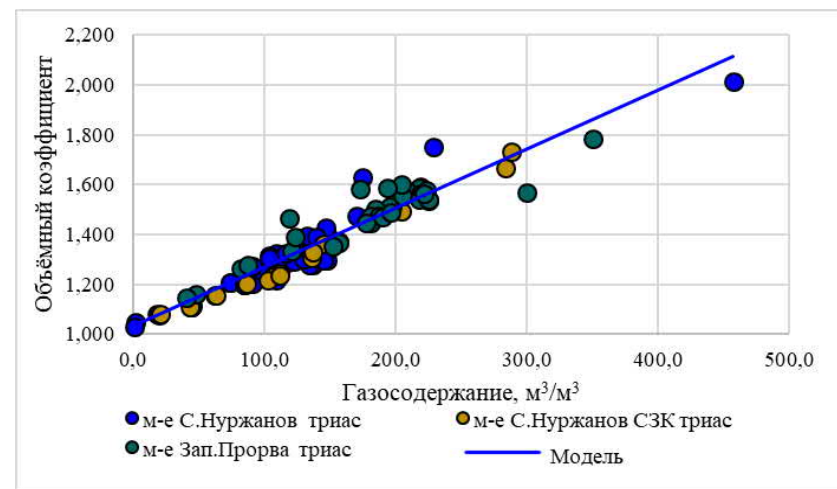


Рис. 17. Зависимость объемного коэффициента от газосодержания пластовой нефти

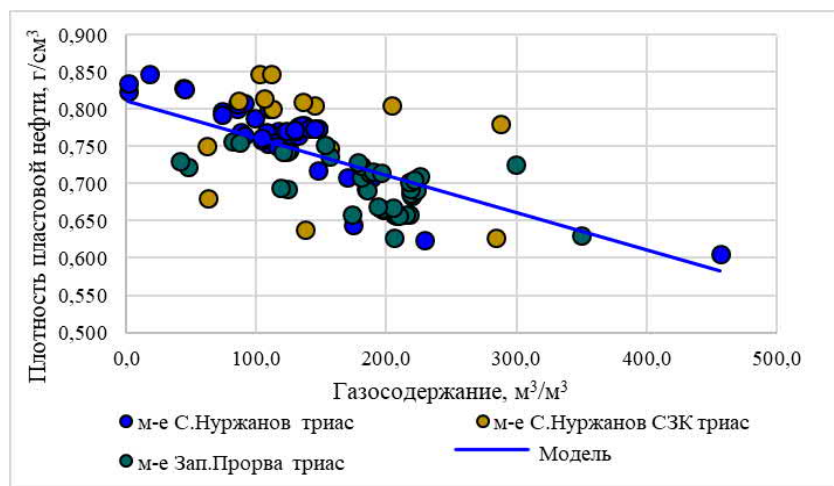


Рис.18 Зависимость плотности от газосодержания пластовой нефти

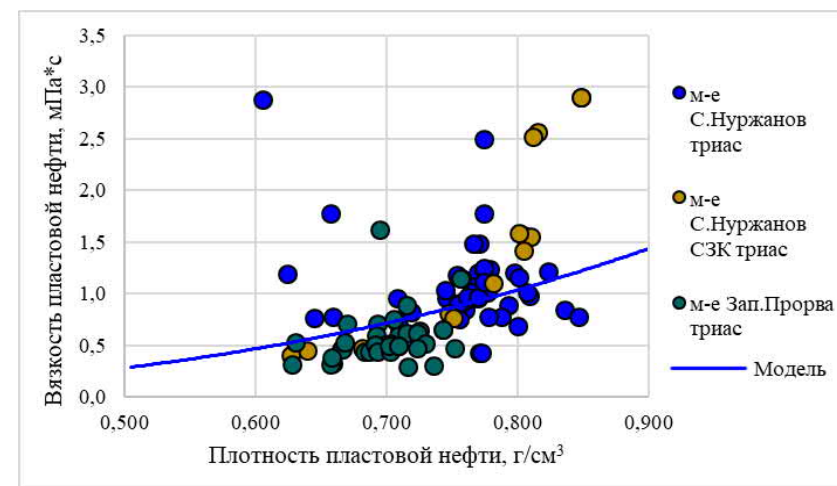


Рис.19 Зависимость вязкости от плотности пластовой нефти

Таблица 2. PVT свойства нефти рассматриваемых месторождений

Месторождение	Горизонт	Середина абсолютной отметки, м	Параметры								
			Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, С	Давление насыщения газом, МПа	Объемный коэффициент	Газосодержание, м ³ /м ³	Газосодержание, м ³ /т	Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	Вязкость пластовой нефти, мПа*с	Плотность нефти в поверх.усл., кг/м ³
Кисимбай	валанжин	-1585	15,4	61	10,4	1,184	64,9	74,6	0,757	3,1	0,873
Западная Прорва	Ю-II	-2254,8	24,9	73	24,9	1,460	165	194,2	0,688	1,1	0,850
	Ю-III-1	-2281	24,9	73	24,9	1,460	165	194,2	0,688	1,1	0,832
	Т-II	-3118	30	95	25,4	1,490	162,5	189,4	0,681	0,4	0,845
	Т-III	-3202	32	98	26,6	1,540	168,3	190,4	0,685	0,5	0,884
	Т-V	-3361,2	34	98	34	1,550	195,8	224,8	0,681	0,5	0,890
Досмухамбетовское	VIII-1	-2134,9	20,4	76	5,4	1,129	32	38,2	0,778	1,8	0,838
	VIII-2	-2148,6	22,7	71,8	4,4	1,152	36,3	41,7	0,802	2,9	0,868
	VIII-4-Б	-2231	22,7	74,5	7,1	1,172	44	49,4	0,805	3,1	0,878
	IX-2	-2316,4	23,5	75,9	7,4	1,200	50	56,6	0,800	2,4	0,880
	XIV	-2529,4	28,1	82,8	9,4	1,215	61,9	70,9	0,789	1,6	0,873
	XV	-2590,8	28,5	83,6	7,1	1,119	35,6	40,0	0,831	4,1	0,865
Актобе	VIII ₁	-2243	24,7	73	7,8	1,312	94,4	116,9	0,720	1,1	0,823
	VIII ₂	-2254	24,1	76,7	8	1,322	99,3	121,5	0,719	0,6	0,821
	VIII ₃	-2307	22,6	77,4	17,3	1,453	158,2	190,3	0,690	0,5	0,828
	VIII ₄	-2325	22,6	77,3	16,7	1,442	153	183,6	0,700	0,6	0,850
	VIII ₅	-2372,6	22,1	77,9	10,7	1,307	99,3	119,7	0,726	0,9	0,833
	IX ₁	-2376,1	23	77,4	14,6	1,395	131,8	158,3	0,707	0,6	0,836

Месторождение	Горизонт	Середина абсолютной отметки, м	Параметры								
			Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, С	Давление насыщения газом, МПа	Объемный коэффициент	Газосодержание, м ³ /м ³	Газосодержание, м ³ /т	Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	Вязкость пластовой нефти, мПа·с	Плотность нефти в поверх. усл., кг/м ³
С. Нуржанов (все залежи)	Валанжин Юж. поле	-1900,9	19,3	64,0	7,3	1,295	103,1	124,1	0,767	0,7	0,830
	валанжин С-В поле	-1893,4	17,4	66	10,4	1,164	54,3	62,8	0,789	1,86	0,843
	Ю-I	-2262,5	22,2	74	15,6	1,233	85	95	0,773	0,8	0,873
	Ю-II	-2274	24,1	74,1	21,6	1,34	123,8	141,4	0,734	0,8	0,870
	Ю-III	-2315,8	20,7	78	16,9	1,241	95,5	109,6	0,775	0,77	0,848
	Ю-IV	-2394,5	26,6	75	23,9	1,331	130,6	149,5	0,743	0,86	0,876
	Ю-V	-2775,7	29,2	88,1	20,8	1,475	134,3	153,6	0,715	0,74	0,878
	T-II-A	-3050,4	33,4	98	22,4	1,690	179,6	202	0,635	1,19	0,891
	T-III	-3219	29,9	97,4	24,2	1,375	116,5	147,3	0,761	0,94	0,897
	T-IV	-3185	29,9	97,4	24,2	1,375	116,5	147,3	0,761	0,94	0,895
T-V	-3263,2	32,1	99,8	27,9	1,298	129,5	146,2	0,774	0,78	0,891	
С. Нуржанов Северо-западное крыло	Ю-II	-2283	24,2	75	22,3	1,310	127,1	147,3	0,746	0,7	0,865
	Ю-IV	-2436,8	26,9	76,8	16	1,231	83,5	95,8	0,778	1,1	0,873
	T-II-A	-3299,4	34,6	97,4	26	1,342	128,7	143,5	0,751	0,7	0,899
	T-IV-A	-3259,9	36,2	97,4	25,4	1,698	244,8	286	0,653	0,4	0,856
	T-V	-3518,8	36,9	99,5	28,7	1,229	99,1	106,5	0,818	1,8	0,933

Список литературы

1. *Брусиловский А.И., Промзев И.О.* О методических подходах к уточнению PVT-свойств пластовой нефти двухфазных залежей // Вести газовой науки. — 2013. — № 1 (12). — С. 41–45.
2. *Analysis of Black Oil Correlations for PVT Properties Estimation / A. Odegov, R. Khabibullin, M. Khasanov [et al.]* // SPE-176596-MS. — 2015.
3. *Pedersen K.S., Christensen P.L.* Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids. — New York: CRC Press, 2007. — 407 p.
4. *Nugaeva A.N., Brusilovsky A.I.* New Approach of Integrated Validation of Reservoir Oil Properties in Reserves Estimation and Field Development Planning. SPE- 117391-MS. — 2008.
5. *Ющенко Т.С., Брусиловский А.И.* Эффективный метод построения и адаптации PVT-моделей пластовых флюидов газоконденсатных месторождений и газовых шапок нефтегазоконденсатных залежей // Нефтяное хозяйство. — 2015. — № 1. — С. 56–60.
6. *Rodriguez I., Hamouda A.A.* An approach for characterization and lumping of plus fractions of heavy oil// SPE 117446. — 2006.