

<https://doi.org/10.51301/ejsu.2022.i3.07>

Modeling of PVT properties within the Taisogan block on the example of the Uaz, Uaz East, Uaz North fields

G. Kokymbayeva*, E. Ermekov, R. Dosniyazov

«KMG Engineering» LLP, Atyrau, Kazakhstan

*Corresponding author: kokymbayeva.g@llpcmg.kz

Abstract. The availability of reliable data on the PVT properties of reservoir fluids plays a leading role in calculating the reserves of oil and gas reservoirs, estimating the oil recovery factor, well testing, numerical reservoir modeling and for making informed decisions in field development design. In practice, the results of field, laboratory and theoretical studies are used simultaneously to substantiate the properties of natural hydrocarbon mixtures. At each of the noted stages, specialists strive to increase the reliability of the data obtained and develop methods for their interpretation. Determining the properties of reservoir fluids of an oil field is a prerequisite for the effective use of various methods of influencing the bottomhole zone of wells, selection of equipment for well operation. The properties of reservoir fluids are determined by various thermobaric conditions and change depending on the current state of the reservoir and the characteristics of reservoir pressure changes. All known methods for determining the properties of formation fluids are divided into two groups: experimental and computational. Each of the groups has both advantages and certain disadvantages.

Keywords: field, experiment, PVT model.

1. Введение

Проблемам анализа и моделирования PVT-свойств пластовых флюидов нефти и газа посвящено множество научных работ как российских, так и зарубежных ученых. Современные методы PVT-моделирования базируются на использовании расчётных методов, основывающиеся на различных полуэмпирических или эмпирических соотношениях. Несмотря на некоторое количество известных расчётных методов, не все они получили одинаковое распространение в практике разработки нефтяных месторождений. В случае, когда надежные экспериментальные данные по PVT свойствам нефтей недоступны или вообще отсутствуют, для расчетов могут использоваться два подхода. Первый подход связан с использованием известных уравнений состояния, он требует точной информации о компонентах пластовых флюидов [1]. Второй подход связан с применением известных корреляционных взаимосвязей между свойствами флюидов. Большинство таких корреляций для нефтей представляется в виде линейных или нелинейных уравнений регрессии [2].

В данной работе рассмотрен опыт реализации и практического применения программного модуля для моделирования PVT свойств флюидов с помощью композиционной модели на примере месторождений месторождений Уаз, Уаз Восточный, Уаз Северный.

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. Со-

ответственно образцы пластового флюида, отбор которых проведен согласно регламенту отбора представительных проб, дают возможность использования этих данных для создания флюидальной модели месторождения [3].

Первоначальные сведения о характере строения структуры Уаз получены в результате маршрутной гравиметрической съемки, проведенной в 1932 году. К глубокому бурению структура была подготовлена в 1997 году сейсмической съемкой МОГТ. Поискоразведочное бурение проводилось в 1999-2000 гг. На Западном поле расположено основное месторождение Уаз, где начиная с 2006 г. в разработке находятся среднеюрские нефтяные залежи, а также установлена нефтеносность неокомских отложений.

На Восточном поле (месторождение Уаз Восточный) продуктивность установлена в 2012-2013 гг. в нижнемеловых, среднеюрских и триасовых отложениях. В разработке находятся: с 2014 г. - II неокомский горизонт, с 2015 г. - Ю-III горизонт. Следует отметить, что на Уазе Восточном выполненными сейсморазведочными работами 2011-2013 гг. выявлены структурно-седиментационные ловушки в отложениях верхнего и среднего триаса.

В сентябре 2017 г. и январе 2018 г. согласно Проекта оценочных работ на Северо-Восточном крыле площади Уаз пробурены 2 оценочные скважины (У-23, У-26) со вскрытием триасовых отложений. Обнаружение промышленных залежей нефти структурно-седиментационного типа в отложениях триаса послужило основанием для составления оперативного подсчета запасов нефти месторождения Уаз Северный.

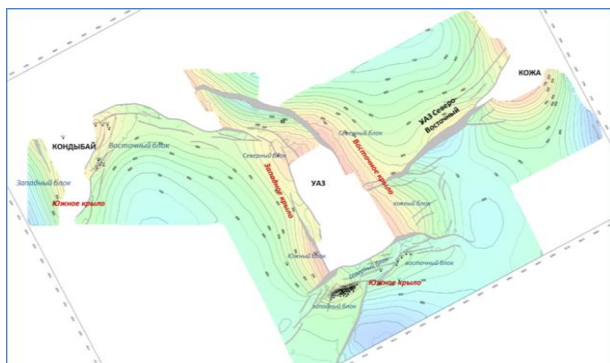


Рисунок 1. Наглядное изображение местоположений крыльев структуры Уаз

2.1 Обоснование свойств пластовой нефти месторождения Уаз

Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях изучены по 35 глубинным и 1 рекомбинированной пробе, которые отобраны из 16 скважин из продуктивных горизонтов: II-не, Ю-I, Ю-III, Ю-IV, Ю-V, Ю-VI и Т.

Продуктивные горизонты Ю-I, Ю-II, Ю-VI, как и прежде остаются слабоизученными, исследования пластовой нефти (PVT) не проводились. Поэтому из-за отсутствия новых анализов пластовой нефти продуктивных горизонтов Ю-I, Ю-II, Ю-VI, подсчетные параметры (плотность нефти в стандартных условиях, пересчетный коэффициент и газосодержание) приняты по аналогии близлежащих горизонтов со схожим геологическим строением.

Полученные параметры пластовой нефти по новым пробам были сопоставлены с данными ранее отобранных проб, а также проверены по критериям отбраковки. Отбраковка некорректных лабораторных замеров проводилась по следующим принципам:

- ввиду их некачественного отбора по ряду причин, среди которых может быть и наличие двухфазного потока углеводородов на забое скважины (повышенная депрессия на пласт и т.д.).

Также для более полного анализа физико-химических свойств нефти в пластовых условиях и определения некондиционных значений построены зависимости давления насыщения, объемного коэффициента, плотности пластовой нефти от газосодержания, которые представлены на рисунках 1-3.

2.1.1. Анализ и обоснование свойств пластового флюида II-не горизонта

Пластовая нефть продуктивного горизонта II-не охарактеризована двумя параллельно отобранными пробами в 2009 г.

Существенные отклонения расчетного значения объемного коэффициента от экспериментального связано с грубой ошибкой оценки этого параметра в лаборатории. Более низкие значения объемного коэффициента, полученные расчетным путем, подтверждаются экспериментальными исследованиями большого количества проб со схожими свойствами по другим пластам рассматриваемого месторождения. При близкой растворимости газа в нефти, плотности дегазированной нефти и газосодержания, объемный коэффициент не может отличаться более чем на 1% (таблица 1).

2.1.2. Анализ и обоснование свойств пластового флюида горизонта Ю-I

В связи с отсутствием достоверных исследований по Ю-I горизонту подсчетные параметры нефти приняты с аналогией II-не горизонта. Из-за схожести плотности нефти в стандартных условиях II-не (0.923 г/см^3) с Ю-I (0.913 г/см^3) флюидальная модель Ю-I горизонта близка по своим геолого-геофизическим характеристикам с II-не горизонтам: газосодержание принято на уровне $9.9 \text{ м}^3/\text{т}$, пересчетный коэффициент 0.978 (таблица 1).

2.1.3. Анализ и обоснование свойств пластового флюида горизонта Ю-II

В связи с отсутствием достоверных исследований газосодержание и пересчетный коэффициент приняты по аналогии с Ю-III-горизонтом. Далее на рисунках 1-3 приведено подробное описание флюидальной системы юрских отложений, где детально описана устойчивая корреляция свойств, которая позволяет нам принять подсчетные параметры с аналогией Ю-III горизонта. Плотность нефти в стандартных условиях принята на уровне 0.897 г/см^3 , газосодержание на уровне $9.4 \text{ м}^3/\text{т}$, пересчетный коэффициент 0.968 (таблица 1).

2.1.4. Анализ и обоснование свойств пластового флюида I объекта, включающего горизонты Ю-III, Ю-IV

Из-за схожести свойств и близости стратиграфического положения, а также геолого-геофизических свойств продуктивные горизонты Ю-III, Ю-IV объединены в один объект разработки.

Пластовая нефть I объекта охарактеризована 17 глубинными и 1 рекомбинированной пробой, из них по горизонту Ю-III – 15 глубинных и 1 рекомбинированная проба; по горизонту Ю-IV – 2 глубинные пробы.

Согласно стандарту по исследованию пластовой нефти, качественными пробами могут являться только те пробы, которые были отобраны вместе с параллельными пробами, и контрольные параметры этих проб идентичны. По пласту Ю-III проведено пять исследований с отбором параллельных проб. Согласно этим исследованиям, например, в 2007 г. из скважины №19 отобраны две параллельные пробы, с газосодержанием 8.9 и $9.1 \text{ м}^3/\text{м}^3$, соответственно. Все контрольные параметры согласно ОСТ, подтверждают хорошее качество этих двух проб. С другой стороны, есть пробы, отобранные в 2014 году, где газосодержание по параллельным пробам составило $4.7 \text{ м}^3/\text{м}^3$, по обеим пробам, и контрольные параметры также удовлетворяют контролю качества. Иногда эта разница гораздо шире и эту разницу в параметрах по одному пласту нельзя обосновать. Полагаться на такое качество нельзя. Эта проблема не только качества пробоотбора, но и контроля качества лабораторий, и она выходит за рамки данной работы.

Параметры пластовой нефти по пробам изменяются в широких пределах, и в первую очередь все они зависят от большого диапазона изменения газосодержания пластовой нефти. Так газосодержание пластовой нефти по пласту Ю-III изменяется от 3.7 до $14.7 \text{ м}^3/\text{м}^3$. При этом этот диапазон заполнен практически равномерно всеми пробами и нельзя отбраковать одну-две пробы чтобы привести этот диапазон к единому значению. Ошибочно считать, что правильным будет в этом случае усреднить все значения параметров и решить тем самым сложную

задачу обоснования свойств пластового флюида. Как показывает практика, такие изменения свойств, и в первую очередь газосодержания, связаны с разгазированием проб в процессе пробоотбора. Этому способствуют два наиболее популярных фактора – насыщенное состояние пластового флюида и наличие в залежи тяжелой нефти. В первом случае любая депрессия на пласт, чтобы извлечь флюид в скважину и отобрать пробу пластовой нефти приведёт к разгазированию флюида. Во втором случае, затруднительно или даже невозможно использовать небольшие депрессии для обеспечения отбора однофазной нефти ввиду недостаточных усилий для извлечения вязкой нефти. Кроме того, в последнем случае, даже использование больших депрессий на кратковременной основе, приводит к отсутствию возможности провести очистку призабойной зоны скважины и отобрать качественную пробу за короткое время, которое отводится на отбор проб [4].

Ввиду вышесказанного, при наличии значительного диапазона вариации газосодержания по пробам, используется метод поиска и обоснования максимально насыщенной пробы. При наличии газовых шапок, такой метод является единственно верным. При наличии недонасыщенной нефти, данный метод более трудоёмок и требуется дополнительные критерии обоснования. Тем не менее он более достоверен, чем метод усреднения.

По результатам анализа и выявленной корреляции свойств, для расчетов использовались пробы со значением газосодержания на уровне $8.9-9.1 \text{ м}^3/\text{м}^3$ (таблица 1).

2.1.5. Анализ и обоснование свойств пластового флюида II объекта, включающего горизонты Ю-V, Ю-VI

Объединение продуктивных горизонтов Ю-V-VI в эксплуатационный объект II осуществлялся на основе сходства их геолого-физических характеристик, позволяющих вести совместную разработку и учёт добычи продукции, а также на основе технико-экономических показателей рентабельности их разработки.

Пластовая нефть II объекта охарактеризована 9 глубинными пробами, из них по горизонту Ю-V – 8 глубинных; по горизонту Ю-VI – 1 глубинная проба.

Выявлена единая корреляция свойств пластовой нефти по юрским отложениям (рисунки 1-3).

На рисунке 1 представлен график зависимости давления насыщения от газосодержания, где мы видим единую корреляцию и для I объекта, включающего в себя горизонты Ю-III-IV и для второго объекта горизонты Ю-IV-V, т.е. для всех пластов начиная с Ю-II по Ю-VI мы можем принять единую модель. По этому графику мы видим устойчивую корреляцию свойств, она достаточно хорошо прослеживается, и мы построили уравнение, которое описывает все эти свойства.

Несмотря на единую корреляцию свойств по I и II объекту, газосодержание начальной пластовой нефти согласно пробам и принимаемым значениям по этим объектам разное. Для объекта II газосодержание варьируется на уровне $10.9-11.7 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

На рисунке 2 представлена зависимость объёмного коэффициента от газосодержания пластовой нефти юрских отложений. Коэффициент корреляции этих свойств на графике не очень высок, хотя свойства дегазированной нефти, а также коэффициент растворимости газа в нефти (рисунок 1) едины по юрским пластам. Следова-

тельно, хаотичность замеров объёмного коэффициента на рисунке 2 связана с низким качеством лабораторных исследований.

Используя результаты лабораторных хроматографических анализов нефти и газа и полученные на их основе составы пластовой нефти, можно сделать достоверную оценку изменения объёмного коэффициента от газосодержания, используя уравнение фазового состояния. Расчёт свойств по уравнению состояния даёт как правило погрешность, связанную с невозможностью на современном уровне знаний идеально воспроизвести уравнением свойства пластового флюида на базе его состава. Современные уравнения дают отклонение расчёта от эксперимента в довольно узких пределах.

Для устранения этих отклонений параметры уравнения состояния требуют корректировки, для обеспечения полной сходимости расчёта и эксперимента. Согласно составам пластовой нефти юрских отложений, используя уравнение состояния была построена модель флюида юрских отложений. Выполнена корректировка параметров уравнения для сходимости расчётных данных с экспериментом (давление насыщения, газосодержание, плотность сепарированной нефти). Согласно проведённому моделированию по составу пластовой нефти юрских отложений стало очевидным, что значения объёмного коэффициента более 1.040 являются некачественными во всём диапазоне пластовых газосодержаний. Кроме того, рассчитана зависимость объёмного коэффициента от газосодержания, которая подтвердила результаты замеров объёмного коэффициента по 12-ти пробам. Данная зависимость напрямую связана с составом пластовой нефти и другими свойствами пластовой нефти юрских отложений [5].

Опираясь на выводы о корреляционной связи свойств пластовой нефти, сделанные по пластам юрского возраста, можно провести анализ результатов исследований пластового флюида мелового возраста. Пластовая нефть пласта II-не немного тяжелее (плотность дегазированной нефти $922 \text{ кг}/\text{м}^3$), чем нефть юрских отложений ($897 \text{ кг}/\text{м}^3$). Газосодержание II-не нефти находится на уровне $10 \text{ м}^3/\text{м}^3$, а давление насыщения - 1.38 Мпа , данное соотношение близко линии растворимости на рисунке 1 для юрских отложений, в пределах погрешностей определения.

Следовательно, объёмный коэффициент пластовой нефти горизонта II-не также будет сопоставим со значениями объёмного коэффициента юрских отложений. Однако объёмный коэффициент для пластовой нефти мелового возраста определённый в лаборатории (1.058) резко отличается от соответствующего значения по линии на рисунке 2 (1.031), что указывает на проблемы в экспериментальной оценке этого параметра, так как значение должно быть скорее ниже кривой, чем выше, для более тяжелой нефти. Состав пластовой нефти мелового возраста также не подтверждает высокие значения объёмного коэффициента, согласно расчётам по уравнению состояния.

Ошибки в лаборатории при оценке объёмного коэффициента встречаются очень часто для тяжелой и вязкой нефти, коими являются нефти рассматриваемого месторождения. Это связано с низкой скоростью выделения газа из нефти у данного типа флюида.

На рисунке 3 представлен график зависимости плотности пластовой нефти от газосодержания, необходимо отметить, что на данном графике прослеживается та же неопределённость, что и на рисунке 2. Это говорит о том, что замеры объемного коэффициента были сделаны не верно. Об этом свидетельствует формула материального баланса, по которой рассчитывается плотность пластовой нефти, так как прямого замера плотности пластовой нефти в лабораторных условиях нет. Результаты настройки PVT модели на экспериментальные данные по II объекту горизонты Ю-V-VI представлены в таблице 1.

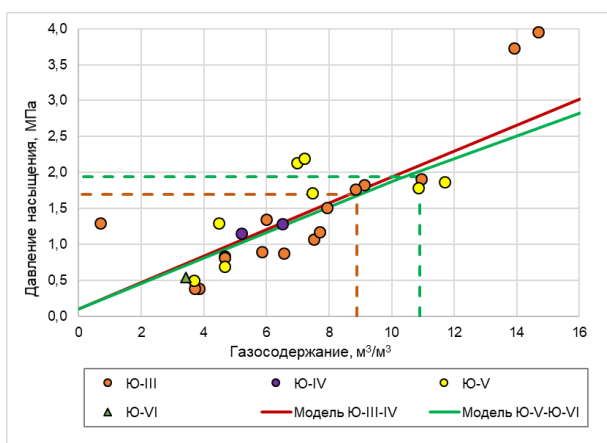


Рисунок 1. Зависимость давления насыщения от газосодержания

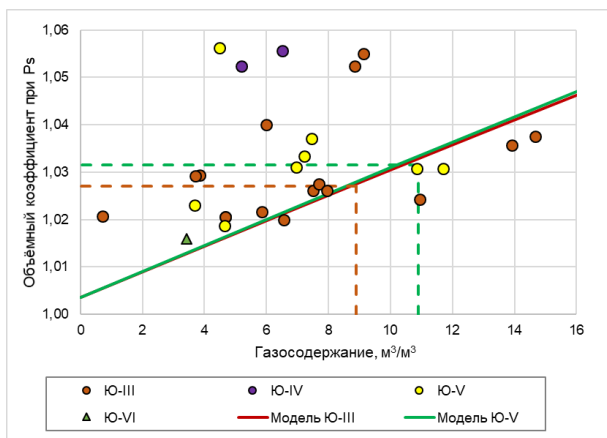


Рисунок 2. Зависимость объемного коэффициента от газосодержания

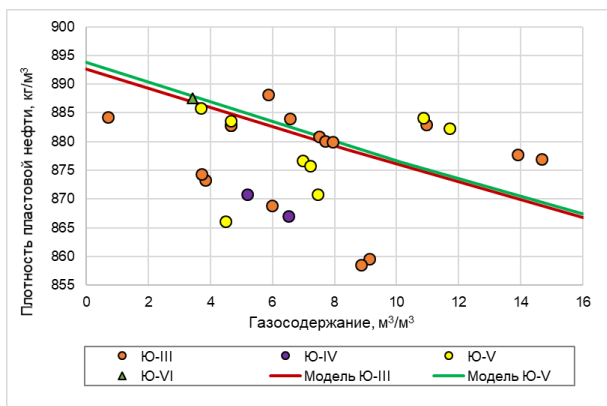


Рисунок 3. Зависимость плотности пластовой нефти от газосодержания

2.1.6. Анализ и обоснование свойств пластового флюида горизонта Т

В 2019 г. по результатам бурения оценочной скважины была выявлена продуктивность в отложениях триаса.

По горизонту Т отобраны 5 проб пластоиспытателем с определенных глубин: 800 м, 857.2 м, 861.8 м (д.о.11-12.01.2020 г. и 01.02.2020 г.). По результатам анализа и выявленной корреляции свойств, для расчетов использовались пробы со значением газосодержания на уровне $48.0 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

В целом по горизонту наблюдается хорошая сходимость расчетов по модели и экспериментальных данных. Отклонения находятся в пределах погрешностей. Результаты настройки PVT модели на экспериментальные данные по горизонту Т в таблице 1.

Таблица 1. Результаты настройки PVT модели месторождения Уз

Горизонт	П-не	I объект Ю-III-IV	II объект Ю-V-VI	Т	
Параметры	Ед.изм	Расчеты по модели			
Пластовое давление	МПа	3	5	5,1	9.1
Пластовая температура	°С	20	25	25	33
Давление насыщения	МПа	1.5	1.6	1.9	8.4
Газосодержание	$\text{м}^3/\text{м}^3$	9.1	8.6	10.1	46.8
	$\text{м}^3/\text{т}$	9.9	9.6	11.3	56.7
Объемный коэффициент		1.023	1.02	1.024	1.111
Плотность пластовой нефти	$\text{г}/\text{см}^3$	0.908	0.884	0.883	0.781
Плотность сепарированной нефти	$\text{г}/\text{см}^3$	0.923	0.896	0.897	0.828
Вязкость пластовой нефти	$\text{мПа}\cdot\text{с}$	284	68.6	83.7	2.24

2.2. Обоснование свойств пластовой нефти месторождения Уз Северный

2.2.1. Анализ и обоснование свойств пластового флюида горизонта Т-пласт 0

Горизонт Т-пласт 0 охарактеризован одной глубинной пробой. Плотность и вязкость пластовой нефти составляют $744 \text{ кг}/\text{м}^3$ и $1.2 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ соответственно, давление насыщения нефти газом при термобарических условиях исследования пласта $T_{пл} = 35.3^\circ\text{C}$ и $R_{пл} = 10.07 \text{ МПа}$ находится на уровне - 5.45 МПа . Газосодержание составляет $66.96 \text{ м}^3/\text{т}$. Объемный коэффициент равен 1.156. Результаты настройки PVT модели на экспериментальные данные по горизонту Т-пласт 0 приведены в таблице 2.

2.2.2. Анализ и обоснование свойств пластового флюида горизонта Т-пласт 1

Горизонт Т-пласт-1 исследован и охарактеризован тремя глубинными пробами.

Плотность и вязкость пластовой нефти составляют $717.7 \text{ кг}/\text{м}^3$ и $0.92 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, соответственно. Давление насыщения нефти газом при термобарических условиях исследования пласта $T_{пл} = 34.7^\circ\text{C}$ и $R_{пл} = 9.5 \text{ МПа}$ находится на уровне - 7.7 МПа . Газосодержание составляет

104.5 м³/т. Объемный коэффициент равен 1.243, пересчетный коэффициент - 0.805. Результаты настройки PVT модели на экспериментальные данные по горизонту Т-пласт 1 приведены в таблице 2.

2.2.3. Анализ и обоснование свойств пластового флюида горизонта Т-пласт 2

Горизонт Т-пласт-2 исследован девятью пробями. Плотность и вязкость пластовой нефти составляют 749.9 кг/м³, 1.07 мПа·с, соответственно. Давление насыщения нефти газом при термобарических условиях исследования пласта Тпл = 33.9°C и Рпл = 9.9 МПа находится на уровне - 5.4 МПа. Газосодержание составляет 72.4 м³/т. Объемный коэффициент равен 1.157, пересчетный коэффициент - 0.865. Результаты настройки PVT модели на экспериментальные данные по горизонту Т-пласт 2 приведены в таблице 2.

2.2.4. Анализ и обоснование свойств пластового флюида горизонта Т-I

Горизонт Т-I исследован тремя пробями, две пробы некондиционные из-за низкого значения газосодержания.

Берем насыщенную пробу, исследованную в лаборатории Шлюмберже, так как по данному горизонту наблюдается газовая шапка (рисунок 4) и было принято решение взять пробу с высоким газосодержанием Rs и давлением насыщения Рнас.

Величина плотности пластовой нефти и вязкости составляет 755 кг/м³ и 1.61 мПа·с, соответственно. Давление насыщения нефти газом при термобарических условиях исследования пласта Тпл = 40.3°C и Рпл = 10.9 МПа находится на уровне - 10.6 МПа. Газосодержание составляет 96.1 м³/т. Объемный коэффициент равен 1.212, пересчетный коэффициент 0.825. Результаты настройки PVT модели на экспериментальные данные по горизонту Т-I приведены в таблице 2.

2.2.5. Анализ и обоснование свойств пластового флюида горизонта Т-II

Горизонт Т-II исследован двумя пробями, одна проба некондиционная из-за низкого значения газосодержания.

Плотность пластовой нефти составляет 759 кг/м³, вязкость - 2.34 мПа·с. Давление насыщения нефти газом при термобарических условиях исследования пласта Тпл = 40.5°C и Рпл = 11.1 МПа находится на уровне - 9.2 МПа. Газосодержание составляет 94.0 м³/т. Объемный коэффициент равен 1.222, пересчетный коэффициент 0.818. Результаты настройки PVT модели на экспериментальные данные по горизонту Т-II приведены в таблице 2.

Горизонт Т-III исследован девятью пробями. Некоторые пробы отбракованы, так как пробы тяжелые и не вяжутся с пробями из близлежащих скважин, две пробы легкие – это говорит о проявления конденсата газовой шапки, что вызывает сомнения на достоверность. Одна проба отбракована из-за сильного низкого газосодержания и давления насыщения, скорее всего произошло разгазирование пробы.

По данному горизонту принятая величина плотности пластовой нефти и вязкости составляет 753.5 кг/м³ и 1.48 мПа·с, соответственно. Давление насыщения нефти газом при термобарических условиях исследования пласта Тпл = 37.9°C и Рпл = 11.1 МПа находится на уровне -

10.3 МПа. Газосодержание составляет 92.6 м³/т. Объемный коэффициент равен 1.232, пересчетный коэффициент 0.812. Результаты настройки PVT модели на экспериментальные данные по горизонту Т-III приведены в таблице 2.

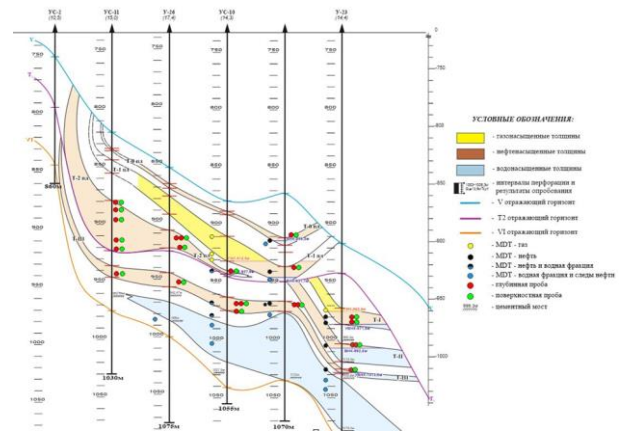


Рисунок 4. Схема обоснования ВНК и ГНК

Таблица 2. Результаты настройки PVT модели месторождения Уз Северный

Горизонт		Т-пласт 0	Т-пласт 1	Т-пласт 2	Т-I	Т-II	Т-III
Параметры	Ед.изм	Расчеты по модели					
Пластовое давление	МПа	10.7	10.1	10.1	109.0	11.1	11.4
Пластовая температура	°C	35.3	33.9	33.3	40.3	40.5	40.7
Давление насыщения	МПа	5.4	11.2	6.3	109.0	9.2	10.9
Газосодержание	м ³ /м ³	48.8	110.7	61.1	78.9	78.53	98.72
	м ³ /т	61.3	137.9	76.8	95.2	93.2	118.5
Объемный коэффициент		1.135	1.270	1.170	1.217	1.226	1.291
Плотность пластовой нефти	г/см ³	0.750	0.718	0.743	0.750	0.755	0.722
Плотность сепарированной нефти	г/см ³	0.795	0.803	0.796	0.829	0.843	0.833
Вязкость пластовой нефти	мПа·с	1.2	0.9	1.0	1.6	2.29	1.3

2.3. Обоснование свойств пластовой нефти месторождения Уз Восточный

На месторождении Уз Восточный исследовано 29 пластовых проб нефти, отобранные в разведочный период и в период промышленной разработки.

Для детального анализа была построена PVT модель пластового флюида для горизонтов I и II неоком, Ю-III, Т-пласт 1, Т-пласт 2. Моделирование выполнялось в программе Schlumberger PVTi. Адаптация модели к экспериментальным данным (давление насыщения, данные стандартной сепарации, вязкость) проводилась с помощью:

- бинарных коэффициентов взаимодействия компонентов пластовых флюидов;
- $T_{кр}$ и $R_{кр}$ для фракции C7+;
- шифт-параметр для коррекции плотности;
- параметр V_c и коэффициентов полинома LVC для вязкости.

Параметры пластовой нефти по новым пробам были сопоставлены с данными ранее отобранных проб, а также проверены по критериям отбраковки. Отбраковка некорректных лабораторных замеров проводилась по следующим принципам: по аномальному отклонению от основного направления взаимосвязи параметров пластовой нефти. Были построены графики зависимости: давление насыщения - газосодержание, плотность пластовой нефти - газосодержание, объемный коэффициент - газосодержание (рисунки 5-11).

2.3.1. Анализ и обоснование свойств пластового флюида I неокомского горизонта

Пластовая нефть продуктивного горизонта I - неоком охарактеризована двумя параллельно отобранными пробами в 2015 г.

Согласно исследованиям, газосодержание двух параллельных проб составило 12.18 и 12.04 м³/т, соответственно. Плотность нефти в стандартных условиях принята на уровне 0.906 г/см³, в пластовых условиях - 0.889 г/см³, объемный коэффициент 1.029.

Исследованные пробы пластовой нефти, являются качественными согласно контрольным параметрам ОСТ. В таблице 3 приведены результаты настройки PVT модели.

2.3.2. Анализ и обоснование свойств пластового флюида II неокомского горизонта

Пластовая нефть продуктивного горизонта II-неоком охарактеризована четырьмя параллельно отобранными пробами и 1 рекомбинированной пробой, которая была отбракована ввиду низкого газосодержания и других параметров относительно проб.

Параметры пластовой нефти II неокомского горизонта по 4 глубинным пробам меняется незначительно. Согласно исследованиям, газосодержание меняется от 21.4 до 24.7 м³/т, плотность нефти в стандартных условиях принята на уровне 0.900 г/см³, плотность нефти в пластовых условиях 0.874 г/см³, объемный коэффициент 1.046. По II неокомскому горизонту в целом наблюдается удовлетворительная сходимость расчетов по PVT модели и экспериментальных данных (таблица 3).

2.3.3. Анализ и обоснование свойств пластового флюида горизонта Ю-III

По горизонту Ю-III проведено 18 исследований пластовых проб нефти.

Параметры пластовой нефти (объемный коэффициент, давление насыщения, плотность, вязкость) прямо связаны с газосодержанием, значения которых варьирует от 12.3 м³/т до 28.1 м³/т.

Дифференциация свойств пластовой нефти по горизонту, в первую очередь – газосодержания, указывает на проблемы с качеством отбора проб, которые связаны с потерей газа при отборе глубинных проб.

Также необходимо отметить, что по определенным глубинным пробам получены низкие значения газосодержания (12.3-13.4 м³/т), относительно начальных проб

(22.3-28.1 м³/т). При этом объемный коэффициент у этих проб остался таким же, как и по начальным пробам, с большим газосодержанием. Это является не физичным, так как упоминалось выше градиент растворимости у всех проб одинаковый. Низкое качество лабораторных данных, возможно связаны с потерей газа при отборе глубинных проб нефти. Результаты настройки PVT модели на экспериментальные данные по горизонту Ю-III приведены в таблице 3.

Также были построены графики зависимости давления насыщения, объемного коэффициента и плотности пластовой нефти от газосодержания, по которым видно удовлетворительную корреляцию свойств, с хорошей воспроизводимостью экспериментальных замеров (рисунки 5-7).

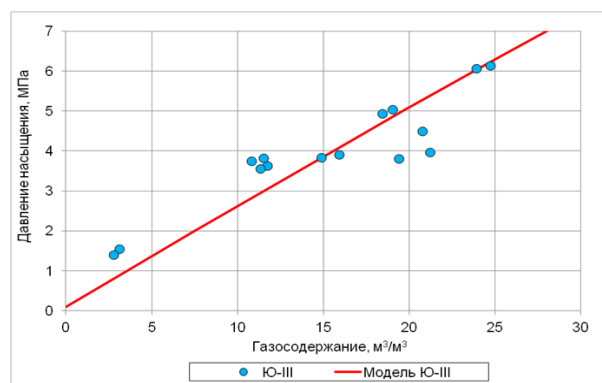


Рисунок 5. Зависимость давления насыщения от газосодержания

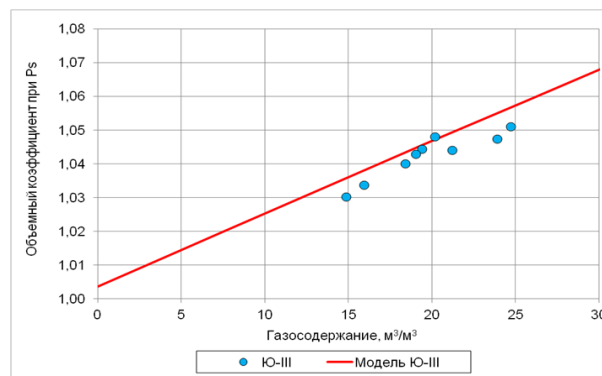


Рисунок 6. Зависимость объемного коэффициента от газосодержания

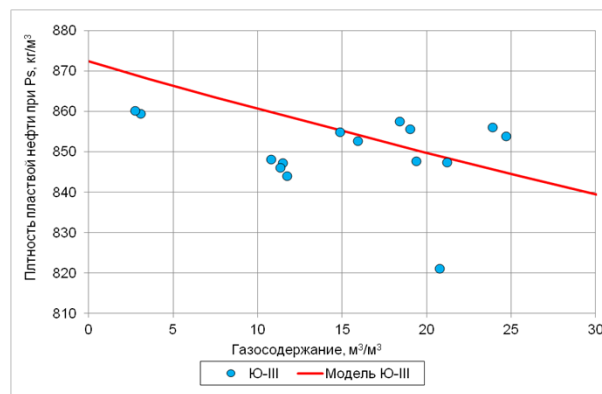


Рисунок 7. Зависимость плотности пластовой нефти от газосодержания

2.3.4. Анализ и обоснование свойств пластового флюида горизонтов Т-пласт 1, Т-пласт 2

Пластовая нефть верхнего триасового горизонта охарактеризована 4 глубинными пробами нефти, из пластов Т-пласт 1 и Т-пласт 2. Во всех глубинных пробах триасового горизонта зафиксировано низкие значения газосодержания и соответственно давление насыщения, что не характерно для нефтяной залежи с газовой шапкой.

Также при оценке свойств начальной пластовой нефти выявлены проблемы с оценкой пластового давления (Рпл 5-7 МПа), которое не соответствует глубине залегания пласта – 1000 м. Рассматриваемые пласты по другим участкам месторождения Уаз Восточный имеют пластовые давления, согласующиеся с гидростатическим на глубину залегания пласта. В связи с этим, за начальное пластовое давление для пластов Т-пласт 1 и Т-пласт 2 месторождения Уаз Восточный принято гидростатическое давление на глубину залегания. Это значение давления также было подтверждено в результате гидродинамических исследований месторождения Уаз Восточный (интервал перфорации 1064-1068, 1076-1079 м).

Для детального анализа проведены сравнения свойств пластовой нефти триасового горизонта месторождения Уаз Восточный с месторождением Уаз Северный. Были построены графики зависимости параметров пластовой нефти двух месторождений, по которым видно, что свойства пластового флюида двух месторождений имеют близкие взаимосвязи и значения параметров (рисунки 9 - 11).

В триасовом горизонте залегает пластовая нефть с газовой шапкой (рисунок 8), поэтому нефть на глубине ГНК должна находиться в насыщенном состоянии. Все пробы нефти в такой залежи будут подвержены процессам разгазирования при их отборе.

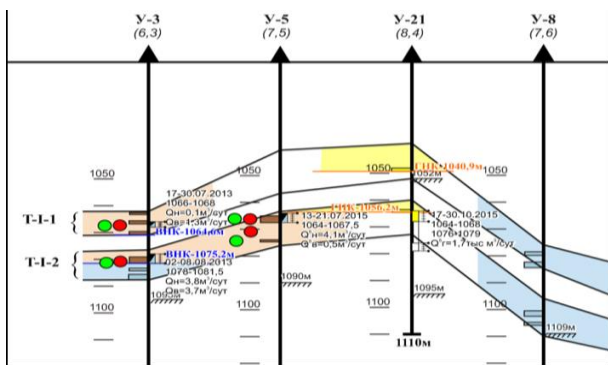


Рисунок 8. Схематичный рисунок корреляции части пласта триасового горизонт

Начальные свойства пластовой нефти, ввиду небольшой мощности триасового горизонта, должны приниматься согласно насыщенному состоянию флюида. Поэтому состав и свойства пластовой нефти были восстановлены с использованием выявленной взаимосвязи параметров флюида (рисунки 9-11). Давление насыщения принято равным начальному пластовому давлению – 10.1 МПа. Газосодержание определено из полученной зависимости давления насыщения от газосодержания на уровне 137.8 м³/т. Таким же образом, по зависимости объёмного коэффициента от газосодержания, проведена оценка объёмного коэффициента. Эти параметры использовались для настройки, созданной на основе математической рекомбинации состава насыщенного пласто-

вого флюида модели. Результаты настройки PVT модели на экспериментальные данные по горизонту Т-I пл.1, Т-I пл.2 приведены в таблице 3.

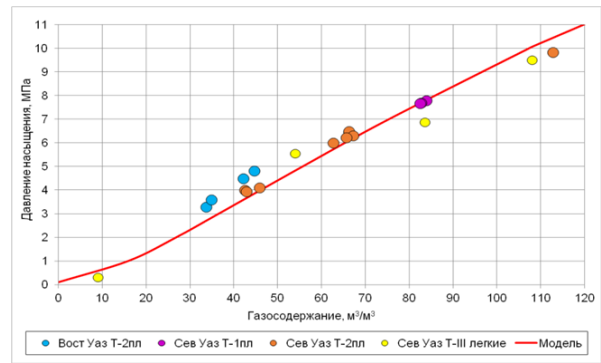


Рисунок 9. Зависимость давления насыщения от газосодержания

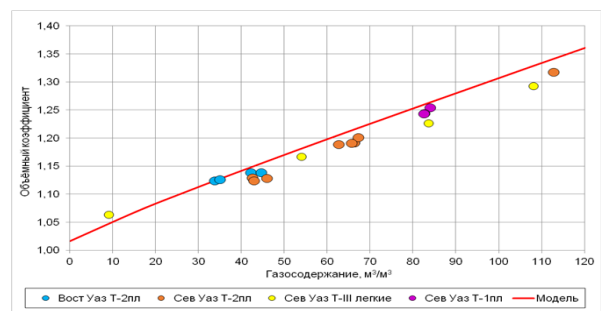


Рисунок 10. Зависимость объёмного коэффициента от газосодержания

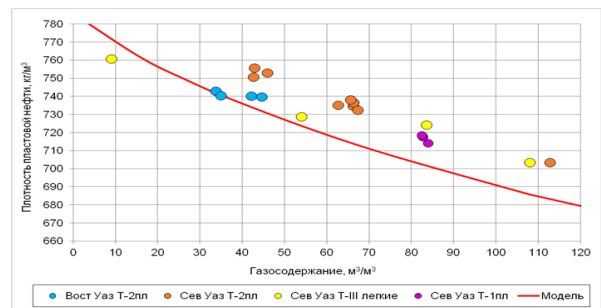


Рисунок 11. Зависимость плотности пластовой нефти от газосодержания

Следует отметить, что для залежей, имеющих значительную мощность продуктивных отложений, полученный состав пластовой нефти на ГНК (месторождение Уаз Северный (горизонт Т-I) и Уаз Восточный (горизонт Т-пласт 1, Т-пласт 2)) дает возможность проводить оценку изменения компонентного состава пластовой нефти, и следовательно, ее состав по разрезу пласта на основе моделирования гравитационного распределения. При наличии газовой шапки давление насыщения пластовой нефти в подгазовой части залежи должно быть близким к пластовому давлению. На газонефтяном контакте (ГНК), в соответствии с классическими физическими представлениями о термодинамическом равновесии сосуществующих газовой и жидкой фаз, давление насыщения пластовой нефти равно пластовому давлению (месторождение Уаз Восточный Рпл = 10.2 МПа, Рнас = 10.1 МПа; месторождение Уаз Северный Рпл = 109 МПа, Рнас = 109 МПа).

Таблица 3. Результаты настройки PVT модели месторождения Уаз Восточный

Горизонт		I-неоком	II-неоком	Ю-III	T-I пл.1, T-I пл.2
Параметры	Ед.изм	Расчеты по модели			
Пластовое давление	МПа	4.3	5.2	6.4	10.2
Пластовая температура	°C	22.3	22.8	28.2	37.7
Давление насыщения	МПа	3.0	4.6	5.0	10.1
Газосодержание	м ³ /м ³	10.9	19.3	19.7	108.4
	м ³ /т	12.0	21.4	22.5	135.7
Объемный коэффициент		1.026	1.052	1.046	1.330
Плотность пластовой нефти	г/см ³	0.892	0.876	0.850	0.756
Плотность сепарированной нефти	г/см ³	0.906	0.900	0.876	0.799
Вязкость пластовой нефти	мПа·с	55.0	34.4	11.8	0.7

Таким образом, на основании проделанной работы по построению PVT моделей трех месторождений Уаз, Уаз

Восточный, Уаз Северный показаны отличительные особенности реальных пластовых газонефтяных систем. PVT модель позволит с большей точностью выполнять прогнозирование показателей разработки, пересчета запасов месторождений и определять техническую эффективность различных методов увеличения нефтеотдачи.

Литература / References

- [1] Brusilovskij, A.I. (2002). Fazovye prevrashhenija pri razrabotke mestorozhdenij nefiti i gaza. *M.: Graal'*
 - [2] Wilson; G.M. (1969). A Modified Redlich — Kwong equation of state, Application to general physical data calculation. *Meeting, Cleveland*
 - [3] Pedersen, K.S., Christensen, P.L. (2007). Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids. *New York: CRC Press*
 - [4] Jushhenko, T.S, Brusilovskij, A.I. (2015). Jefferktiv-nij metod postroenija i adaptacii PVT-modelej plastovyh fljuidov gazokondensatnyh mestorozhdenij i gazovyh shapok neftegazokondensatnyh zalezhej. *Neftjanoe hozjajstvo, (1), 56–60*
- Rodriguez, I., Hamouda, A.A. (2006). An approach for characterization and lumping of plus fractions of heavy oil. *SPE, ID 117446*

Уаз, Уаз Шығыс, Уаз Солтүстік кен орындары мысалында Тайсоған блогындағы PVT қасиеттерін модельдеу

Г.Ж. Кокымбаева*, Э.В. Ермаков, Р.У. Досниязов

«КМГ Инжиниринг» ЖШС, Атырау, Қазақстан

*Корреспонденция үшін автор: kokymbayeva.g@lpcmg.kz

Андатпа. Қабат сұйықтарының PVT қасиеттері туралы сенімді деректердің болуы мұнай және газ қабаттарының қорын есептеуде, мұнай беру коэффициентін бағалауда, ұңғымаларды сынауда, қабаттарды сандық модельдеуде және кен орнын игеру жобасында негізделген шешімдер қабылдауда жетекші рөл атқарады. Тәжірибеде табиғи көмірсутек қоспаларының қасиеттерін негіздеу үшін бір мезгілде далалық, зертханалық және теориялық зерттеулердің нәтижелері қолданылады. Белгіленген кезеңдердің әрқайсысында мамандар алынған деректердің сенімділігін арттыруға және оларды түсіндіру әдістерін әзірлеуге тырысады. Мұнай кен орнының қабаттық флюидтерінің қасиеттерін анықтау ұңғымалардың түптік аймағына әсер етудің әртүрлі әдістерін тиімді пайдаланудың, ұңғымаларды пайдалану үшін жабдықтарды таңдаудың алғы шарты болып табылады. Қабат сұйықтарының қасиеттері әртүрлі термобарлық жағдайлармен анықталады және қабаттың ағымдағы күйіне және қабат қысымының өзгеру сипаттамаларына байланысты өзгереді. Қабат сұйықтарының қасиеттерін анықтаудың барлық белгілі әдістері екі топқа бөлінеді: тәжірибелік және есептік. Топтардың әрқайсысының артықшылықтары да, белгілі бір кемшіліктері де бар.

Негізгі сөздер: дала, эксперимент, PVT моделі.

Моделирование PVT свойств в пределах блока Тайсоган на примере месторождений Уаз, Уаз Восточный, Уаз Северный

Г.Ж. Кокымбаева*, Э.В. Ермаков, Р.У. Досниязов

ОО «КМГ Инжиниринг», Атырау, Казахстан

*Автор для корреспонденции: kokymbayeva.g@lpcmg.kz

Аннотация. 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 месторож-

дений. 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. Определение свойств пластовых флюидов нефтяного месторождения является обязательным условием эффективного применения различных методов воздействия на призабойную зону скважин, подбора оборудования для эксплуатации скважин. Свойства пластовых флюидов определяются различными термобарическими условиями и меняются в зависимости от текущего состояния пласта и характеристики изменения пластового давления. Все известные методы определения свойств пластовых флюидов делятся на две группы: экспериментальные и расчётные. Каждая из групп имеет как преимущества, так и определённые недостатки.

Ключевые слова: месторождение, эксперимент, модель PVT.