

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела имени К. Турысова
Кафедра «Нефтяная инженерия»

УДК 622.276

На правах рукописи

Утеубаева Ельдана Ельмуратовна

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

На соискание академической степени магистра

Название диссертации «Моделирование физико-химических свойств нефти
месторождения Н»
Направление подготовки 7М07202– Нефтяная инженерия

Научный руководитель
PhD, ассистент-профессор кафедры
«Нефтяная инженерия»



Исмаилова Д.А.

подпись

"__" _____ 2021 г.

Рецензент
Доктор философии PhD,
сеньор-лектор кафедры энергетики
и нефтегазовой отрасли КБТУ



Тургазинов И.К.

"__" _____ 2021 г.

Нормоконтроль
PhD, ассистент-профессор кафедры
«Нефтяная инженерия»

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой
«Нефтяная инженерия»



Исмаилова Д.А.

"__" _____ 2021 г.

_____ м.т.н, Дайров Ж.

"__" _____ 2021 г.

Алматы 2021

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела имени К. Турысова
Кафедра «Нефтяная инженерия»

7M07202– Нефтяная инженерия

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
«Нефтяная инженерия»

_____ м.т.н, Дайров Ж.К.

“ _ ” _____ 2021 г.

ЗАДАНИЕ
на выполнение магистерской диссертации

Магистранту Утеубаевой Ельдане Ельмуратовне

Тема: Моделирование физико-химических свойств нефти месторождения Н

Утверждена приказом Ректора Университета №330–м от "11" 11 2021г.

Срок сдачи законченной диссертации " _ " _____ 2021 г.

Исходные данные к магистерской диссертации: _____

Перечень подлежащих разработке в магистерской диссертации вопросов:

- а) Анализ и оценка свойств пластовой нефти по результатам лабораторных исследований глубинных и рекомбинированных проб пластовой нефти
- б) Моделирование физико-химических свойств пластовой нефти горизонтов месторождения
- в) Методика определения представительности проб

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Рекомендуемая основная литература:

Например:

1 Whitson, C.H. Phase behavior/ C.H. Whitson, M.R. Brule. - Monograph volume, Texas: SPE Henry L. Doherty series, 2000

2 Pedersen, K.S. Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids/ Pedersen K.S., P.L. Christensen. - N.Y.: CRC Press, 2007

3 Wilson, G.M. A Modified Redlich-Kwong Equation of state, Application to General Physical Data Calculations/ G.M. Wilson// paper 15c presented at the AIChE Natl. Meeting, Ohio. - 1969

ГРАФИК

подготовки магистерской диссертации

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
Сбор и изучение научной литературы по теме	май 2020	
Анализ данных, контроль качества, обоснование физико-химических свойств нефти, расчеты свойств	декабрь 2020	
Моделирование физико-химических свойств нефти горизонтов месторождения Н	май 2021	

Подписи

консультантов и нормоконтролера на законченную магистерскую диссертацию с указанием относящихся к ним разделов диссертации

Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Экономическая часть			
Охрана труда			
Нормоконтролер			

Научный руководитель _____  _____ Исмаилова Д.А.
(подпись)

Задание принял к исполнению обучающийся _____  _____ Утеубаева Е.Е.
(подпись)

Дата " _____ " _____ 2021

ОТЗЫВ

на магистерскую диссертацию

Утеубаевой Ельданы Ельмуратовны

по специальности 7М07202 – «Нефтяная инженерия»

на тему «Моделирование физико-химических свойств нефти месторождения Н».

В данной работе на примере месторождения Н рассмотрено моделирование физико-химических свойств пластовой нефти с использованием комплексного метода, с учетом подробного анализа всех доступных данных и оценки параметров пластовой нефти, создание поэтапного метода моделирования физико-химических свойств пластовой нефти, корректно описывающей основные результаты лабораторных и промысловых исследований месторождения, с применением методик расчета и программных средств, для использования в расчетах запасов нефти и газа и при решениях задач дальнейшей разработки месторождения как на основе модели типа черной нефти (blackoil), так и композиционной (compositional) моделей.

Систематизированы подходы к моделированию свойств пластового флюида, построены модели физико-химических свойств пластовой нефти на основе на основе единого уравнения фазового состояния и равновесной теории описания состава и свойств пластового флюида для залежи и применен метод получения составов и параметров пластового флюида, отвечающим глубине середины эффективного порового объема жидкой фазы залежи.

На месторождении Н впервые применена методика определения представительности проб на основе теории равновесия составов, согласно которой некондиционные пробы также принимают участие в анализе, так как являются ценным источником информации при анализе свойств и состава флюида залежи. Подсчетные параметры по месторождению приняты по результатам ступенчатой сепарации, в результате запасы нефти и газа пересмотрены.

Методы проверки, адаптации PVT-модели и корректировочные расчеты данных по пластовой нефти, алгоритмы моделирования и обоснования свойств, могут быть использованы при обосновании параметров для подсчета запасов и гидродинамического моделирования месторождений для выбора оптимального расчета прогнозов добычи нефти.

Применена методика восстановления начального состава и свойств пластового флюида в условиях недостаточности исторических данных.

В период исследования по теме магистерской диссертации:

- опубликована статья в SPE Annual Caspian Technical Conference, October 2020 на тему «Effect of Pore Size Distribution on Phase Behavior of Sour Gas and Hydrocarbon Mixtures in Tight Oil Reservoirs», проведены исследовательские работы совместно с представителями Назарбаевского университета;

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
КАЗАХСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ имени К.И. САТПАЕВА

- опубликована статья в Научно-практическом журнале «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана» №2 (3) 2020, на тему «Методические подходы к обоснованию свойств пластовой нефти при подсчёте запасов»;

- принято участие в международной практической конференции «Состояние и перспективы эксплуатации зрелых месторождений» г. Актау (2020), опубликована статья на тему «К проблеме обоснования средних величин PVT-свойств пластовых флюидов».

В целом работа выполнена на высоком уровне и является законченной, заслуживает высокой оценки, а ее автор Утеубаева Е.Е. достойна присвоения магистра по специальности 7М07202 – «Нефтяная инженерия»

Научный руководитель



Исмаилова Д.А.

Занимаемая должность: PhD, ассистент-профессор кафедры "Нефтяная Инженерия"

РЕЦЕНЗИЯ

на диссертационную работу Утеубаевой Е.Е.
на тему «Моделирование физико-химических свойств нефти месторождения Н»
представленную на соискание степени магистра по специальности 7М07202 –
Нефтяная инженерия

Актуальность.

Достоверная информация о физико-химических свойствах пластовых флюидов играет важнейшую роль как при подсчете запасов нефтяных залежей, так и для принятия правильных решений при проектировании разработки и эксплуатации месторождений. На практике для обоснования свойств природных углеводородных смесей одновременно используются результаты промысловых, лабораторных и теоретических исследований. При использовании гидродинамических симуляторов, описывающих процессы, протекающие в продуктивных пластах, необходимо применение математических моделей, адекватно воспроизводящих PVT-свойства пластовых флюидов в широком диапазоне давлений и температур с учетом особенностей изучаемых объектов разработки, для принятия верных решений при проектировании разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа. В данной работе на примере месторождения Н рассмотрено моделирование физико-химических свойств пластовой нефти с использованием комплексного метода, с учетом подробного анализа всех доступных данных и оценки параметров пластовой нефти, создание поэтапного метода моделирования физико-химических свойств пластовой нефти, корректно описывающего основные результаты лабораторных и промысловых исследований месторождения Н, с использованием методик расчета парожидкостного равновесия и уравнения фазового равновесия и программного средства PVTi (Eclipse, Schlumberger), для использования в расчетах запасов нефти и газа и при решении задач дальнейшей разработки месторождения как на основе модели типа черной нефти (blackoil), так и композиционной моделей.

Научная новизна работы.

Систематизированы подходы к моделированию свойств пластового флюида, построены модели физико-химических свойств пластовой нефти на основе единого уравнения фазового состояния для нефтяных горизонтов и горизонтов с газовой шапкой, применен метод получения составов и параметров пластового флюида, отвечающим глубине середины эффективного порового объема жидкой фазы залежи (глава 2, раздел 2.2., стр.21)

Применена новая методика определения представительности проб на основе равновесия составов, согласно которой все пробы принимают участие в анализе, так как являются ценным источником информации при анализе свойств и состава флюида залежи (глава 1, раздел 1.3, стр.10).

Применена методика восстановления начального состава и свойств пластового флюида горизонта с газовой шапкой в условиях недостаточности исторических данных (глава 2, раздел 2.2, стр.27)

Значимость полученных результатов для науки и практики.

Проанализированы основные уравнения состояния, используемые для описания PVT-свойств и фазовых превращений природных газов и нефтей. Сформулированы задачи, описаны методы и приведены алгоритмы расчета парожидкостного равновесия в многокомпонентных системах. Объяснены методические подходы, применяемые для создания расчетных моделей пластовых углеводородных смесей. Изложены физические основы методов исследования пластовых нефтей, представлены алгоритмы и результаты математического описания соответствующих процессов. Объяснена теория и показаны результаты моделирования изменения состава и свойств при разных термобарических условиях.

Практическая ценность.

Результаты исследования показали необходимость пересчета запасов с уточнением подсчетных параметров, категоричности запасов на основе создания цифровой геолого-гидродинамической модели с использованием PVT свойств пластовой нефти на начальные условия. Переинтерпретации первичной информации о свойствах пластовой нефти привела к изменениям запасов нефти и газа.

Методы определения представительности проб, адаптации PVT-модели и корректировочные расчеты данных пластовой характеристики нефти, алгоритм моделирования и обоснования свойств, могут быть использованы при обосновании параметров для подсчета запасов и гидродинамического моделирования для выбора оптимального расчета прогнозов добычи нефти.

Результаты моделирования физико-химических свойств пластового флюида и комплексная оценка могут быть основанием для принятия решений о необходимости отбора дополнительных проб либо проведении специальных исследований, пересмотра рекомендаций по отбору проб в связи с выделением новых PVT регионов.

Подбор корректных свойств пластовых флюидов позволяет выбрать оптимальную стратегию выработки запасов нефти месторождения.

Публикации.

В период исследований по теме магистерской диссертации:

- опубликована статья в SPE Annual Caspian Technical Conference, October 2020 на тему «Effect of Pore Size Distribution on Phase Behavior of Sour Gas and Hydrocarbon Mixtures in Tight Oil Reservoirs», проведены исследовательские работы совместно с представителями Назарбаевского университета и научным руководителем, д.т.н. ассистентом-профессором кафедры нефтяного инжиниринга КазННТУ им. К.И. Сатпаева Исмаиловой Д.А.;

- опубликована статья в Научно-практическом журнале «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана» №2 (3) 2020, на тему «Методические подходы к обоснованию свойств пластовой нефти при подсчёте запасов».

Замечания.

1. Не даны пояснения к некоторым формулам в главе 2, разделе 2.1.
2. В разделе 2.2 в тексте не приведены ссылки на рисунки и графики.

Заключение по диссертационной работе.

Магистерская диссертация на тему «Моделирование физико-химических свойств пластовой нефти месторождения Н» имеет научно-практическое значение, соответствует требованиям КазНITU им. К.И. Сатпаева и может быть рекомендована к защите.

Рецензент,
доктор философии (PhD),
сеньор-лектор факультета энергетики
и нефтегазовой индустрии
Казахстанско-Британского
Технического Университета
г. Алматы, ул. Толе би, 59



Тургазинов И.К.

Протокол анализа Отчета подобия

заведующего кафедрой / начальника структурного подразделения

Заведующий кафедрой / начальник структурного подразделения заявляет, что ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы:

Автор: Утеубаева Ельдана

Название: «Моделирование физико-химических свойств нефти месторождения Н»

Координатор: Джамия Исмаилова

Коэффициент подобия 1:1.2

Коэффициент подобия 2:0.3

Замена букв:19

Интервалы:135

Микропробелы:262

Белые знаки:0

После анализа отчета подобия заведующий кафедрой / начальник структурного подразделения констатирует следующее:

- обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, работа признается самостоятельной и допускается к защите;
- обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, работа не допускается к защите.

Обоснование:

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

Дата

Подпись заведующего кафедрой /

начальника структурного подразделения

Окончательное решение в отношении допуска к защите, включая обоснование:

.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....

Дата

Подпись заведующего кафедрой /

начальника структурного подразделения

Протокол анализа Отчета подобия Научным руководителем

Заявляю, что я ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы:

Автор: Утеубаева Ельдана

Название: «Моделирование физико-химических свойств нефти месторождения Н»

Координатор: Джамия Исмаилова

Коэффициент подобия 1: 1.2

Коэффициент подобия 2: 0.3

Замена букв: 19

Интервалы: 135

Микропробелы: 262

Белые знаки: 0

После анализа Отчета подобия констатирую следующее:

- обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, признаю работу самостоятельной и допускаю ее к защите;
- обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, не допускаю работу к защите.

Обоснование:

.....

.....
Дата



.....
Исмаилова Д.А.

Подпись Научного руководителя

АҢДАТПА

Бұл жұмыста Н кен орнының мысалында көмірсутектер қорын есептеу кезінде есептеу параметрлерін негіздеу үшін ұсынылған есептеу әдістемесін қолдана отырып, кен орнын зертханалық және кәсіптік зерттеудің негізгі нәтижелерін сипаттайтын, сондай-ақ шешім қабылдау кезінде пайдалану және гидродинамикалық модельдеу (қара мұнай (blackoil) үлгісі және композициялық модельдер) кезінде болжамдардың сенімділігін арттыру мақсатында қойнауқаттық мұнайдың физика-химиялық қасиеттерін модельдеу қарастырылған. Фазалық күй теңдеуін қолдана отырып, мұнай қасиеттерінің бірыңғай байланысын анықтау негізінде резервуардағы мұнай сынамаларының өкілдігін анықтау әдісі қолданылды. Бастапқы ақпарат шектеулі болған кезде қойнауқаттық мұнайдың компоненттік құрамын анықтау алгоритмін таңдаумен бу-сұйық тепе-теңдікті модельдеу тәсілдері жүйеленген. Тарихи деректер жеткіліксіз болған жағдайда резервуар сұйықтығының бастапқы құрамы мен қасиеттерін қалпына келтіру әдісі қолданылды.

АННОТАЦИЯ

В данной работе на примере месторождения Н рассмотрено моделирование физико-химических свойств пластовой нефти, описывающей основные результаты лабораторных и промысловых исследований месторождения, с использованием предложенной методики расчета и ПО, для поэтапного обоснования подсчетных параметров при подсчете запасов углеводородов, а также использования при принятии решений и повышения достоверности прогнозов при гидродинамическом моделировании как на основе модели типа черной нефти (blackoil), так и композиционной моделей.

Применена методика определения представительности проб пластовой нефти на основе выявления единой взаимосвязи свойств нефти с помощью уравнения фазового состояния. Систематизированы подходы при моделировании парожидкостного равновесия с подбором алгоритма идентификации компонентного состава пластовой нефти при ограниченной исходной информации. Применена методика восстановления начального состава и свойств пластового флюида в условиях недостаточности исторических данных.

ABSTRACT

In this paper, on the example of the N field, PVT modeling of reservoir oil, describing the main results of laboratory and field studies of the field, using the proposed calculation methodology and software, for step-by-step justification of the calculation parameters when calculating hydrocarbon reserves, as well as use in decision-making and increasing the reliability of forecasts for hydrodynamic modeling both based on the black oil type model (blackoil) and composite models is considered. The method of determining the representativeness of reservoir oil samples based on the identification of a single relationship of oil properties using the phase state equation is applied. The approaches to modeling the vapor-liquid equilibrium with the selection of an algorithm for identifying the component composition of reservoir oil with limited initial information are systematized. The method of restoring the initial composition and properties of the reservoir fluid under conditions of insufficient historical data is applied.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	1
Глава 1. Анализ и оценка свойств пластовой нефти по результатам лабораторных исследований глубинных и рекомбинированных проб пластовой нефти	3
1.1 Исходные данные по месторождению Н.....	3
1.2 Данные по лабораторным исследованиям и критерии их представительности	7
1.3 Методика определения представительности проб и оценки свойств пластового флюида	10
Глава 2. Моделирование физико-химических свойств пластовой нефти	17
2.1 Теоретические основы моделирования физико-химических свойств пластовой нефти	17
2.2 Моделирование физико-химических свойств пластовой нефти горизонтов Ю-2, Ю-3, Т-1, Т-2 месторождения Н. Восстановление начального состава и свойств нефти	24
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	39
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	42

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность

Наличие достоверной информации о PVT-свойствах пластовых флюидов играет важнейшую роль как при подсчете запасов нефтяных и газовых залежей, так и для принятия правильных решений при проектировании разработки и эксплуатации месторождений. На практике для обоснования свойств природных углеводородных смесей одновременно используются результаты промысловых, лабораторных и теоретических исследований. На сегодняшний день, проектирование и мониторинг разработки практически всех месторождений природных углеводородов осуществляется с применением специализированных программных комплексов, применяющих научные и технические достижения в области геологического, гидродинамического и термодинамического моделирования исследуемых объектов и процессов. При использовании гидродинамических симуляторов, описывающих процессы, протекающие в продуктивных пластах, важнейшее значение имеет применение математических моделей, адекватно воспроизводящих PVT- свойства пластовых флюидов в широком диапазоне давлений и температур с учетом особенностей изучаемых объектов разработки. Создание PVT- моделей, корректно моделирующих свойства природных углеводородных смесей в широком диапазоне изменения термобарических условий, необходимо для принятия верных решений при проектировании разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа.

Цель

Моделирование PVT-свойств пластовой нефти для обоснования параметров подсчета запасов и мониторинга разработки месторождений нефти.

Основные задачи работы

1. Создание поэтапного метода моделирования физико-химических свойств пластовой нефти, корректно описывающей основные результаты лабораторных и промысловых исследований месторождения Н, с использованием методик расчета и программных средств.

2. Моделирование и обоснование физико-химических свойств пластовой нефти по горизонтам месторождения Н для использования в расчетах запасов нефти и газа и при решениях задач дальнейшей разработки месторождения как на основе модели типа черной нефти (blackoil), так и композиционной (compositional) моделей.

3. Систематизация подходов при моделировании парожидкостного равновесия с подбором алгоритма идентификации компонентного состава пластовой нефти при ограниченной исходной информации.

Научная новизна

Систематизированы подходы к моделированию свойств пластового флюида, построена модель физико-химических свойств пластовой нефти на основе единого уравнения фазового состояния для залежи и применен метод получения составов и параметров пластового флюида, отвечающим глубине середины эффективного порового объема жидкой фазы залежи.

Применена новая методика отбраковки проб на основе теории равновесия составов, согласно которой некондиционные пробы также принимают участие в анализе, так как являются ценным источником информации при анализе свойств и состава флюида залежи.

Применена методика восстановления начального состава и свойств пластового флюида в условиях недостаточности исторических данных.

Глава 1. Анализ и оценка свойств пластовой нефти по результатам лабораторных исследований глубинных и рекомбинированных проб пластовой нефти

1.1 Исходные данные по месторождению Н

Рассматриваемые в данной работе залежи нефти на месторождении Н связаны с юрскими и триасовыми отложениями. Нефтяные залежи по типу природного резервуара пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные. Границами нефтеносности для всех горизонтов являются контурные воды, литологические изменения свойств-пород и тектонические нарушения. Литологически продуктивные пласты представлены чередованием песчаников, глинистых алевролитов и аргиллитов. Коллекторами являются тонко- и мелкозернистые глинистые песчаники. Коллектора представлены в основном терригенными породами. Глубины отборов варьируются в зависимости от месторождения.

На месторождении Н выделяются:

- горизонты с однофазной пластовой нефтью (Ю-3, Т-1), расположенные между двухфазным флюидом выше и ниже лежащих горизонтов;
- горизонты с двухфазным флюидом (Ю-2, Т-2).

Состав и физико-химические свойства нефти и газа месторождения Н изучались на этапе поисково-разведочных работ и в процессе разработки месторождения.

В процессе разработки происходило изменение свойств пластового флюида. Интенсивное дренирование залежей в начале разработки без поддержания пластового давления привело к развитию режима растворенного газа и снижению пластового давления ниже давления насыщения на отдельных участках залежей, сопровождающегося пластовым разгазированием нефти, опережающему выходу растворенного газа, снижению давления насыщения и газосодержания.

По месторождению Н отобрано 178 глубинных и рекомбинированных проб. Сводная таблица по количеству отбора проб представлена в Таблица 1.

Таблица 1. Количество проб

Горизонты	Общее количество проб
Ю-2	73
Ю-3	30
Т-1	62
Т-2	13

Всего по горизонтам	178
------------------------	-----

Главной особенностью изучения пластового флюида на месторождении Н стала значительная дифференциация свойств по результатам исследований глубинных и рекомбинированных проб, несмотря на количество исследований. Также следует выделить следующие особенности:

- отсутствие исторических данных и данных о начальных свойствах пластового флюида;
- заниженные значения давления насыщения и газосодержания;
- осреднение начальных и текущих свойств пластового флюида;
- отсутствие анализа изменения свойств по годам, рост давления насыщения и газосодержания по годам;
- наличие только базовых экспериментов (эксперимент однократного разгазирования (стандартная сепарация) и исследования состава);
- некорректная отбраковка проб, необходимых для анализа и оценки свойств.

В связи с большим объемом отбора глубинных и рекомбинированных проб при разработке залежи, поставлены задачи:

- обосновать достоверность результатов исследований параметров пластовых нефтей на начальные условия, построением флюидальных моделей по горизонтам;
- построение модели физико-химических свойств горизонта с газовой шапкой, восстановление состава и свойств насыщенного флюида (Ю-2);
- обосновать различие свойств, а именно плотностей нефти в пределах горизонта (Ю-3);
- построение PVT модели на основе единого уравнения состояния для залежи;
- определение недостающих параметров, необходимых для моделирования расчетным путем.

Необходимое условие эффективного подхода к повышению качества обоснования свойств природных углеводородных систем – комплексное использование промысловых данных (опробование, PLT, ГДИС) и лабораторных исследований.

Значения начальных термобарических условий по горизонтам рассчитаны по зависимости давления и температуры от глубины, построенной по данным начальных исследований (рисунки 1 и 2) и уровням усредняющих глубинных срезов, соответствующих плоскостям, делящим запасы подсчетных объектов пополам. Давления и температуры, принятые для горизонтов представлены в таблице 2.

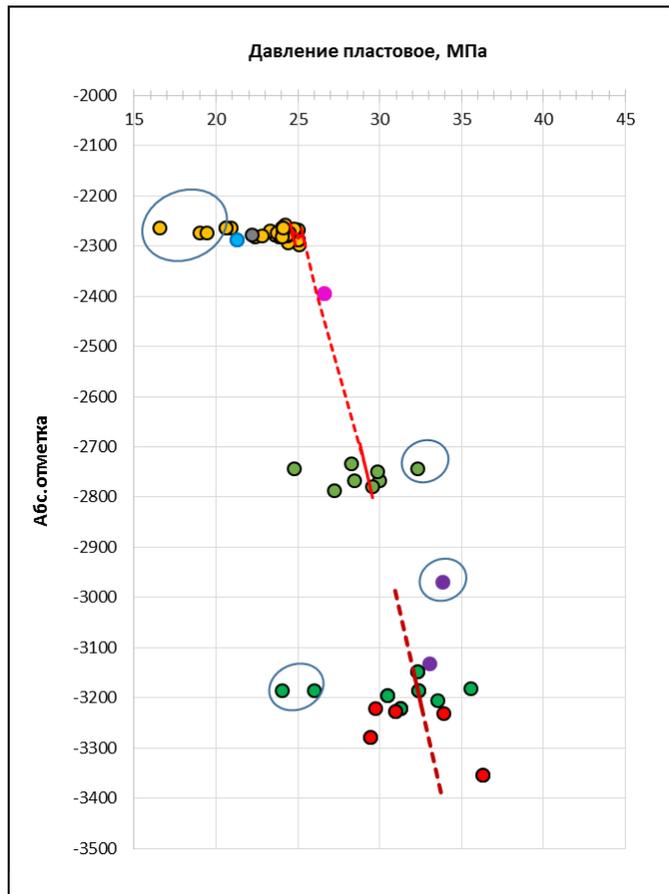


Рисунок 1. Сопоставление давлений исследований PVT по горизонтам с градиентом пластового давления

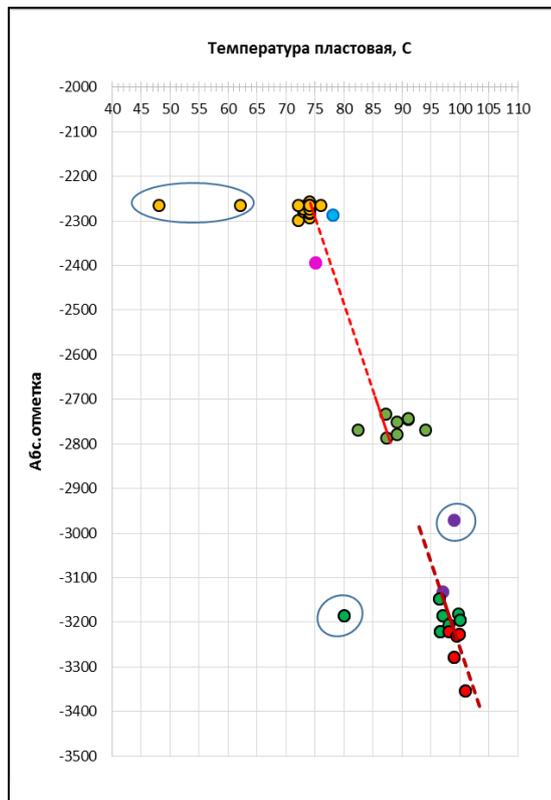


Рисунок 2. Сопоставление температур исследований PVT по горизонтам с градиентом пластовой температуры

Таблица 2. Пластовые давление и температура по горизонтам

Горизонт	Ю-2	Ю-3	Т-1	Т-2
Пластовое давление, МПа	24	28	31.8	32.3
Пластовая температура, С	74	90	98	98

1.2 Данные по лабораторным исследованиям и критерии их представительности

Оценка начальных свойств пластовой нефти производится путем отбраковки некачественных и непредставительных проб нефти. Для выявления непредставительных проб проводится анализ исходных лабораторных отчетов, описывающих как процедуру отбора проб, так и результаты всех проведенных экспериментов.

Основной целью отбора проб пластового флюида является получение качественной пробы, обеспечивающейся правильной технологией процесса подготовки скважины к отбору, зависящей от режима работы данного месторождения и скважины, и применением такого типа пробоотборника, который может сохранить компонентный состав пробы для исследования PVT.

Необходимо отобрать пробу, которая является репрезентативной для флюида, присутствующего в пласте в момент отбора проб. Если процедура отбора проб является неправильной или если пробы отбираются из неподготовленной, не очищенной скважины, то полученные пробы могут не соответствовать флюиду пласта. Следовательно, свойства, полученные по этой пробе, не будут соответствовать свойствам пластового флюида. Использование данных о свойствах флюида, полученные из нерепрезентативных проб, какими бы точными ни были лабораторные методы испытаний, могут привести к ошибкам в планировании разработки пласта. Плохая подготовка программы отбора проб также может привести к получению некачественных проб.

Пластовые флюиды, обнаруженные на газовых и нефтяных месторождениях по всему миру, сильно различаются по составу. Породы, содержащие эти пластовые флюиды, также значительно различаются по составу, физическим и механическим свойствам. В некоторых случаях это может привести к усложнению процедуры отбора проб. На выбор методов отбора проб влияют также, такие факторы как площадь разработки, высота залежи, трещиноватость или разломы, содержание воды, которые могут отличаться по пластам.

Когда пласт относительно мал, правильно взятая проба из одной скважины может быть репрезентативной для флюида во всем резервуаре. Для пластов, которые являются большими или сложными, требуется взять пробы из нескольких скважин и глубин. Значительные изменения в составе флюидов часто происходят в очень мощных пластах, в уникально крупных пластах, или пластах, подвергшихся недавним тектоническим нарушениям. Дополнительный отбор проб в процессе длительной эксплуатации пласта требуется для интерпретации неоднозначной информации [1].

Методы отбора проб пластовых флюидов подразделяются на две главные категории. Это глубинный отбор проб и отбор проб из сепаратора на поверхности.

Для обеспечения отбора качественной глубинной пробы необходимо чтобы давление на глубине отбора оставалось выше давления насыщения пластового флюида. Пластовый флюид, поступающий в ствол скважины в таких условиях, будет являться репрезентативным, поскольку флюид не переходил из однофазного состояния в двухфазное. Когда давление в призабойной зоне снижается ниже давления насыщения, флюид, разделяется на две фазы (газ и жидкость), имеющие различные составы. Это почти всегда приводит к двухфазному потоку газа и жидкости в стволе скважины, и флюиды будут отличаться от первоначального состава пластового флюида, по крайней мере, в течение начального периода после стабилизации дебита скважины. Наиболее частым явлением при отборе проб является случай, когда давление в стволе скважины опускается ниже давления насыщения флюида, в то время как статическое (после снятия КВД) давление в резервуаре все еще выше давления насыщения. При таких обстоятельствах все еще возможно отобрать репрезентативные пробы начального пластового флюида, но для правильного отбора пробы потребуется значительно больше усилий в процессе очистки скважины. Если отбор оттягивается до момента, пока статическое давление в пласте упадет ниже давления насыщения исходного пластового флюида, получение представительных кондиционных проб, отвечающих начальному пластовому флюиду, уже невозможно. Это является главным стимулом для отбора проб в начале разработки скважины, а также в частности для выявления значения давления насыщения, так как фактическое значение давления насыщения невозможно определить без получения проб и проведения лабораторных экспериментов [2].

Существует проблема в том, что для первоначальных испытаний скважины (для определения пропускной способности и пределов пласта) необходимо снижение давления в призабойной зоне ниже давления насыщения пластового флюида. В следствии этого отбор проб флюида должен быть произведен до испытаний скважины; однако последующее тестирование скважины может выявить, что нет необходимости в отборе проб так как резервуар слишком мал для дальнейшей разработки. Как правило, разведочная скважина подвергается наиболее серьезным перепадам давления и истощения во время производственных испытаний. Поэтому последующая скважина, пробуренная на месторождении, может оказаться более оптимальной для отбора представительных проб флюида. Обычно образцы флюида отбираются из разведочной скважины, потому что свойства флюида, необходимые для оценки пласта, необходимо получить как можно скорее.

В некоторых случаях существует необходимость в отборе проб флюида, после того как начальное пластовое давление снизилось ниже давления насыщения, независимо от того были ли получены образцы начального пластового флюида ранее. Например, при проведении программы раннего отбора, количества пробы могло быть недостаточно для получения полной информации о свойствах флюида, или же, свойства пластового флюида в более позднее время могут быть полезны для сравнения со свойствами,

полученными по результатам лабораторных исследований на более ранних образцах. Тем не менее, отбор проб после того, как статическое давление в пласте снизилось ниже давления насыщения, для характеристики начального пластового флюида, является плохой практикой, и не рекомендуются, за исключением случаев отсутствия другой альтернативы [3].

Исходя из вышеперечисленных моментов, детальный анализ данных по пробам и условиям отбора является важнейшей частью при подготовке данных к процессу моделирования [4].

Представительность проб определялась поэтапно по исследованию «Стандартная сепарация». На каждом из этапов рассматривается одна или совокупность проб пластовых флюидов по одной скважине или нескольким скважинам, с определением конечной оценки качества пробы.

Основной проверяемый параметр первого этапа - контроль качества результатов замеров для пластовой нефти. В соответствии с материальным балансом [5] экспериментальные значения плотности нефти должны соответствовать значениям, рассчитанным на основе экспериментальных значений плотности дегазированной нефти, плотности выделившегося газа при дегазации, газосодержания.

Сравниваются две величины $V_{\text{мат}}$ и $V_{\text{замер}}$ объемного коэффициента. Расчет объемного коэффициента по формуле баланса ($V_{\text{мат}}$):

$$V_{\text{мат}} = \frac{R_s * \rho_g + \rho_o}{\rho_r} [1]$$

где,

R_s – содержание растворённого газа в нефти;

ρ_g – плотность газа,

ρ_o – плотность нефти,

ρ_r – плотность смеси.

Критерий качества:

$$\frac{V_{\text{мат}} - V_{\text{замер}}}{V_{\text{мат}}} * 100\% \leq 2\% [2]$$

Далее рассматривается состав пластового флюида с целью определения качества хроматографии. Качество оценивалось по величине достоверности экспоненциальной аппроксимации полученного графика.

Так как исследований проб пластовой нефти проведено было много, на начальном этапе были забракованы все рекомбинированные пробы, как наименее достоверные по газосодержанию и наиболее подверженные высоким погрешностям параметров. Также были отброшены глубинные пробы, не прошедшие проверку по матбалансу и исключены пробы, которые содержали воду.

Согласно ОСТ 153 – 39.2 -048-2003 «Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей», основными критериями определения представительности проб, как правило, являются:

1) Оценка проб по критерию допустимых расхождений между определениями по дублирующим пробам. Основные проверяемые параметры – наличие дублирующих проб по скважине на одном интервале, в одну дату и их непротиворечивость из разных пробоотборников [6]. Согласно отраслевому стандарту по исследованиям пластовой нефти при отклонении контрольных параметров флюида по параллельным пробам выше допустимых расхождений данные образцы являются некачественными, т.е. не соответствующими начальному флюиду, а полученные результаты исследований малодостоверными.

2) Определение однофазности потока при отборе пластового флюида и стабильность потока пластового флюида во времени. Сравниваются две величины - давление отбора и давление насыщения. При отсутствии замеренного параметра давления отбора, при наличии информации, давление отбора определяется расчетным путем. При отсутствии замеренного и рассчитанного параметров, качество пробы определяется сравнением двух параметров – пластового давления и давления насыщения.

Эти отбраковки являются основными, прописанными в нормативных документах, однако по результатам такой отбраковки однозначные результаты по свойствам флюида получить очень сложно. Остаются диапазоны изменений по параметрам, на которые влияют много факторов, поэтому не всегда возможно дать однозначную оценку свойствам пластового флюида, опираясь на данные критерии.

1.3 Методика определения представительности проб и оценки свойств пластового флюида

Как описывалось выше, основными критериями определения представительности проб, как правило, являются:

- 1) проверка условий отбора на предмет однофазности потока флюида в точке отбора пробы;
- 2) проверка сходимости контрольных параметров пластовой нефти попараллельным пробам.

Для применения критерия условий отбора на предмет однофазности потока флюида в точке отбора пробы необходима информация о давлении и

температуре на глубине отбора пробы. Эта информация не всегда доступна и часто приходится оценивать эти условия используя пластовое давление и разницу глубин отбора пробы и середины интервала перфорации. Давление на глубине отбора оценивают по изменению гидростатического давления. Наличие депрессии на пласт при отборе проб ещё больше снижает оценку давления отбора при этом, но её, как правило, не учитывают ввиду отсутствия этих сведений.

Критерий сходимости контрольных параметров также имеет ряд недостатков. Отсутствие параллельных проб не указывает прямо на некачественную пробу. Вместе с тем наличие одинаковых параллельных проб также не гарантирует, что пробы качественные.

Безусловное применение данных критериев отбраковки может привести к отбраковке всех имеющихся проб и исследований. Это не может являться верным подходом, т.к. никакой аналог не сравнится с большим количеством экспериментальной информации по рассматриваемому флюиду. Кроме того, данные критерии не гарантируют, что оставшиеся пробы являются качественными. Более того, в отбракованных пробах, в т.ч. и отобранных в двухфазном потоке могут находиться пробы, несущие важную экспериментальную информацию об изучаемом флюиде. Эта информация теряется при подобной отбраковке.

Методика отбраковки данных, использованная в настоящей работе, расширяет понятие «качественная проба», не ограничиваясь только начальными пластовыми условиями и условиями выше давления насыщения начальной пластовой нефти.

Согласно стандарту 44, рекомендации по отбору проб Американского института нефти (API) [7], давление насыщения – это давление, при котором газовая и жидкая фаза находятся в равновесии. Любое давление ниже давления насыщения начального пластового флюида является давлением насыщения текущего состояния пластового флюида. Следовательно, проба, отобранная ниже начального давления насыщения, тоже может являться качественной, но отвечать другим, не начальным, а текущим пластовым условиям. Кроме того, любая текущая проба пластового флюида содержит важную экспериментальную информацию как по свойствам, составу флюида, так и по взаимосвязи «состав-свойства».

Следующей аксиомой, подтверждаемой изучением свойств флюида многочисленных месторождений, является вывод о том, что все свойства пластового флюида при любом снижении давления ниже начального давления насыщения подчиняются единой корреляции, присущей рассматриваемому пластовому флюиду. Однако это работает либо при отсутствии дифференциации состава пластового флюида в залежи, либо для флюидов, дифференциацией состава которых можно пренебречь. Свойства всех проб будут подчиняться одной корреляции, если изучаемая залежь является гидродинамически связанной. Используя данную аксиому выведено

огромное количество корреляций – формул, подставляя свойства дегазированного флюида в которые можно рассчитать свойства флюида в пластовых условиях.

Однако разнообразие пластовых флюидов столь велико, что невозможно вывести одну единственную корреляцию для каждого параметра, на основании которой можно было бы с допустимой погрешностью определить свойства пластового флюида. Поэтому использование подобных корреляций ограничено прогнозами параметров при отсутствии каких-либо PVT экспериментов на реальном флюиде изучаемой залежи.

Вышесказанное даёт основание принять, что пробы являются качественными, если они отвечают единой корреляции для каждой пары параметров. Такое видение проблемы необходимо, т.к. пластовый флюид единой залежи должен быть описан впоследствии единым уравнением фазового состояния для математического моделирования разработки месторождения. Оно же даёт ряд преимуществ при отбраковке результатов исследований пластового флюида.

При наличии заметной дифференциации состава и свойств пластового флюида по глубине залежи, одна корреляция рассматриваемых параметров превращается в серию корреляций, каждая из которой отвечает заданной глубине. Так, при изменении состава нефти в сторону увеличения тяжелой его части, что оценивается, например, при увеличении плотности дегазированной нефти с глубиной, изменяется градиент растворимости нефтерастворённого газа, состав которого также изменяется, что в итоге приводит к образованию новой зависимости давления насыщения от газосодержания пластовой нефти, и других параметров.

Следующим важным моментом, обычно упускаемым при анализе результатов лабораторных исследований в рамках создания PVT модели, является проверка качества определения состава пластового флюида. Отсутствие связи между составом и свойствами конкретной пробы может являться как следствием некачественного хроматографического анализа, так и следствием некачественных PVT исследований. Обе причины приведут к неверному прогнозу свойств пластового флюида при моделировании, а иногда и невозможности описать такую взаимосвязь уравнением состояния. Состав пластового флюида по залежи в целом обычно определяется при подсчёте запасов методом осреднения данных, что приводит к несоответствию состава принимаемым параметрам. С учётом тесной взаимосвязи принимаемых при подсчёте запасов параметров пластового флюида с создаваемыми математическими моделями, на основе которых строится прогноз добычи и экономика месторождения, такие ошибки недопустимы. Поэтому особое значение при анализе результатов PVT исследований имеет оценка качества состава пластового флюида и его связь с термодинамическими свойствами.

Самой лучшей корреляцией, способной описать все свойства изучаемого флюида, а также его изменяющиеся составы по глубине, является

уравнение фазового состояния. Современное моделирование разработки месторождения в настоящее время основано на модели пластового флюида, которая, как правило, строится с помощью уравнения состояния. Использование уравнения состояния для моделирования свойств пластового флюида даёт множество разных преимуществ перед статистическим или даже корреляционным подходом. Начиная от отбраковки некачественных лабораторных данных и заканчивая точным соблюдением материального баланса и физических законов изменения состава и свойств при прогнозе. Вместе с тем, уравнение фазового состояния основано на равновесной теории описания состава и свойств пластового флюида в залежи, что не всегда согласуется с данными о пластовом флюиде, получаемым опосредованным способом путём изучения глубинных и рекомбинированных проб. Метод равновесного описания флюида, хотя и имеет ряд погрешностей, превосходит статистический подход и не позволяет допускать критических ошибок при оценке свойств пластового флюида обычных и летучих пластовых флюидов.

Первичные данные по результатам исследований проб пластового флюида (PVT) по качеству можно разделить на две категории:

1. данные, которые можно использовать для обоснования свойств пластового флюида;
2. данные, которые невозможно использовать для моделирования и обоснования свойств пластового флюида.

К первой категории можно отнести все данные, которые подчиняются уравнению фазового состояния, с учётом особенностей количественного распределения компонентов и их свойств в составе пластового флюида. Как упоминалось выше, сюда могут быть причислены не только результаты исследований проб, состав и свойства которых отвечают начальным термобарическим условиям, но и однофазные пробы, давление насыщения которых меньше начального давления насыщения.

К категории данных, которые нельзя использовать для обоснования свойств пластового флюида, можно отнести исследования проб, свойства которых явно противоречат расчётам с использованием уравнения состояния или не отвечают единой корреляции для каждой пары свойств. Причин появления подобных данных может быть множество: от некачественных исследований до принадлежности анализируемых проб к другим, гидродинамически несвязанным блокам или пластам. Последнее должно быть подтверждено повторными исследованиями проб из данного региона, чтобы обосновать разделение залежи.

Уравнения фазового состояния, используемые в нефтяной отрасли, а также современные возможности газовой хроматографии позволяют предсказывать свойства пластовых флюидов, на основе их состава, с погрешностью, не превышающей 10%. Это даёт возможность использовать уравнение состояния для грубой отбраковки результатов лабораторных исследований и выявления отличающихся от корреляций параметров.

Важнейшей задачей, которую решает уравнение состояния — это увязка всех результатов лабораторных исследований проб пластового флюида, в единую систему закономерностей состава и физико-химических свойств пластового флюида.

Поэтому следующим этапом отбраковки была проверка наличия взаимосвязи «состав-свойства». Свойствами контроля качества выступали газосодержание, давление насыщения пластовой нефти, а также плотность дегазированной нефти стандартной сепарации. Главным параметром тут является газосодержание, т.к. не верная композиционная рекомбинация состава пластового флюида – это наиболее грубая ошибка, способная повлиять на дальнейшие расчёты. Погрешность расчётов по уравнению состояния не должна превышать отклонения в 10%. Давление насыщения пластовой нефти менее значимый параметр, т.к. ошибки лабораторного эксперимента напрямую не влияют на результаты эксперимента по стандартной сепарации, а также на состав пластовой нефти. Расчёт давление насыщения пластовой нефти по уравнению состояния не должен превышать 15%. Третий параметр – плотность дегазированной нефти – необходим для проверки материального баланса состава и свойств компонентов рассматриваемого состава, т.к. плотность, а также молярная масса являются аддитивными параметрами флюида. Замер плотности не должен отличаться от расчёта более чем на 1%, а в идеале должен сойтись. После сравнения экспериментальных параметров с расчётными, согласно полученным данным систематическая ошибка расчёта газосодержания составила 6 и 4%. А ошибка расчёта давления насыщения – 9 и 4%. Пробы, имеющие отклонение по газосодержанию более 10%, не участвовали в дальнейшем анализе данных.

На рисунке 3, для примера, сравнение экспериментальных и расчётных параметров газосодержания и давления насыщения визуализировано. Биссектриса – это цель, расчёт должен совпадать с экспериментом. Пунктирные красные линии – это 15% и 10% допустимые отклонения для давления насыщения и газосодержания соответственно.

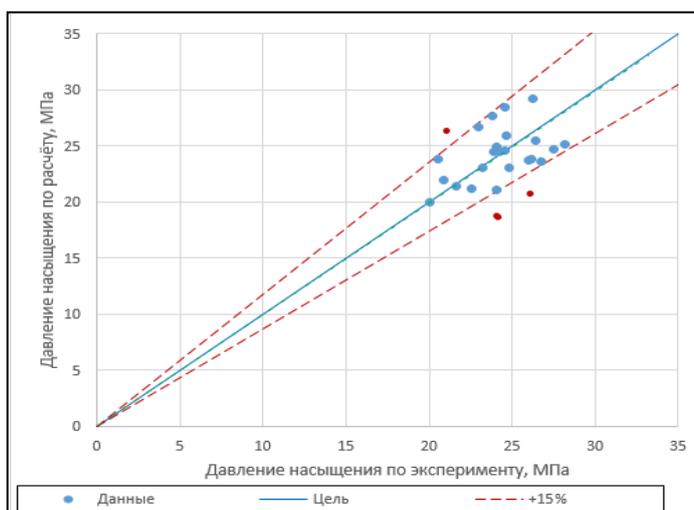


Рисунок 3. Сравнение экспериментальных и расчётных параметров газосодержания и давления насыщения

Один из основных методов анализа первичной информации о пластовом флюиде, который также используется для отбраковки некачественных результатов экспериментальных замеров – выявление корреляции свойств пластового флюида. В основе данного метода лежит взаимосвязь свойств единого пластового флюида гидродинамически связанной залежи. Так, например, одному и тому же пластовому флюиду соответствует одно значение градиента растворимости газа при заданных термобарических условиях.

Этот метод используется также для отбраковки некачественных результатов экспериментальных замеров, а также для выявления регионов залежи, не связанных между собой.

Однако эта аксиома хорошо визуализируется на 2D графиках только для небольших по мощности и высоте двухфазных залежей. Если наблюдается заметная дифференциация свойств по высоте залежи, свойства флюида с разных глубин будут иметь свои собственные корреляции, в т.ч. и градиент растворимости (рисунки 4 и 5).

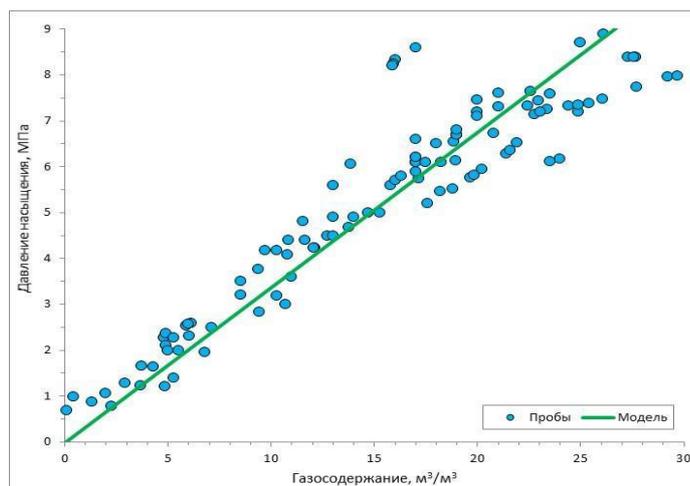


Рисунок 4. Зависимость параметров пластовой нефти небольшой по толщине залежи от единичного флюида

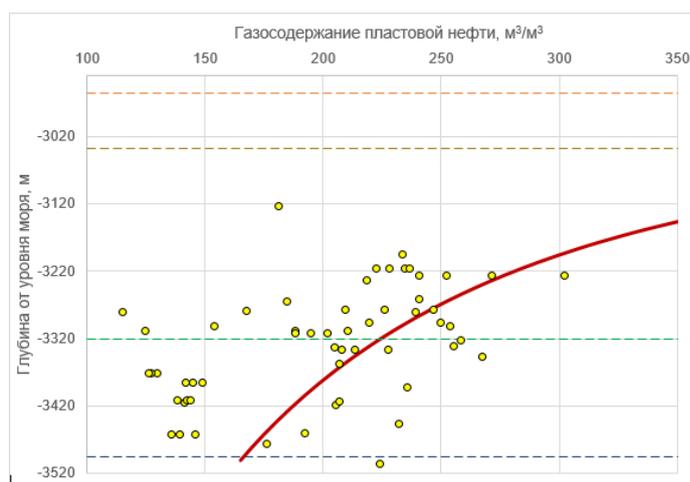


Рисунок 5. Вариация свойств пластовой нефти по глубине в залежи с толщиной от 50 м

Для оценки свойств начальной пластовой нефти были построены и изучены связи её параметров (давление насыщения, объёмный коэффициент, плотность и вязкость) с газосодержанием. Выявление взаимосвязи параметров пластовой нефти позволило провести дополнительную отбраковку проб.

Параметры пластовой нефти по пробам изменяются в широких пределах, и в первую очередь все они зависят от большого диапазона изменения газосодержания пластовой нефти.

Так, например, по горизонту Т-1 вариация газосодержания по пласту за весь период разработки выглядит следующим образом: от 73 м³/т до 188 м³/т. Причём этот диапазон заполнен практически равномерно всеми пробами и нельзя отбраковать одну-две пробы чтобы привести этот диапазон к единому значению. Усреднение параметров приведет к грубейшей ошибке в современном методе исследования и обоснования свойств PVT.

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 требуются дополнительных критериев обоснования.

Глава 2. Моделирование физико-химических свойств пластовой нефти

2.1 Теоретические основы моделирования физико-химических свойств пластовой нефти

Для наиболее полного представления о поведении и свойствах флюидов необходимо построение математической модели фазового равновесия углеводородной смеси с расчетом физико-химических свойств исследуемого флюида. Моделирование основывается на фундаментальных основах термодинамики многокомпонентных смесей (равенстве летучестей компонентной системы в сосуществующих фазах), с использованием уравнения состояния и алгоритмов расчета парожидкостного равновесия при заданных давлении и температуре. Использование уравнения состояния для моделирования свойств пластового флюида даёт множество преимуществ, начиная от отбраковки некачественных лабораторных данных и заканчивая точным соблюдением материального баланса и физических законов изменения состава и свойств при прогнозе.

Модель строится на физических основах, заложенных Менделеевым и Клайпероном, для реальных флюидов было представлено уравнение Ван-Дер-Ваальса, а для моделирования углеводородов, современными модификациями являются два уравнения состояния – Пенга и Робинсона, а также Соаве, Ридли и Квонга.

В настоящее время для моделирования фазовых равновесий в природных углеводородных системах одним из лучших является метод, основанный на использовании трехпараметрического уравнения состояния Пенга-Робинсона:

$$p = \frac{RT}{v-b} - \frac{a}{v(v+b)+b(v-b)} \quad (3)$$

где a и b – параметры уравнения состояния; p , T – рабочее давление и температура; v – мольный объем.

Преобразовав уравнение в виде полинома 3 степени относительно объема, получаем [8]:

$$Z^3 - (1 - B)Z^2 + (A - 3B^2 - 2B)Z - (AB - B^2 - B^3) = 0 \quad (4)$$

В совокупности с уравнением состояния, моделирование основывается на равенстве летучестей компонент системы в сосуществующих фазах, для изучения фазового поведения смеси пластовой нефти. Фазовые равновесия рассчитываются с помощью уравнения состояния, удовлетворяя условие химического равновесия. Для двухфазной системы химический потенциал

каждого компонента в жидкой фазе должен быть равен химическому потенциалу каждого компонента в паровой фазе. Другие термодинамические свойства, такие как энергия Гельмгольца, энтальпия, энтропия могут быть легко определены исходя из коэффициента летучести.

Краткое и ясное пояснение между термодинамическими свойствами, направленными на выполнение эффективных расчетов УС дается в работах Михельсена [9].

В состоянии равновесия летучести компонентов в паровой и жидкой фазах равны

$$f_{iV} = \phi_{iV} Y_i \equiv f_{iL} = \phi_{iL} X_i \quad (5)$$

где ϕ_i - коэффициент летучести.

В случае применения расчетов по уравнению состояния Пенга – Робинсона, расчет коэффициента летучести выражается формулой:

$$\ln(\phi_i) = \ln\left(\frac{f_i}{z_{ip}}\right) = \frac{B_i}{B}(Z-1) - \ln(Z-B) + \frac{A}{2\sqrt{2}B}\left(\frac{B_i}{B} - \frac{2}{A}\sum_{j=1}^N z_j A_{ij}\right) \ln\left[\frac{Z+(1+\sqrt{2})B}{Z-(1-\sqrt{2})B}\right]. \quad (6)$$

С помощью данных уравнений мы можем решить сложную проблему при моделировании парожидкостного равновесия углеводородной смеси - определение стабильности системы при известных термобарических условиях [10].

При выявлении нестабильности системы производится расчет парожидкостного равновесия составов сосуществующих фаз. Для начала находим константу фазового равновесия.

Константа фазового равновесия $K_i = Y_i/X_i$ и изначально оценена по формуле предложенной Вильсоном [11]

$$K_i = \frac{P_{ci}}{P} \exp\left[5.37\left(1 + \omega_i\right)\left(1 - \frac{T_{ci}}{T}\right)\right] \quad (7)$$

где P_c - критическое давление, T_c - критическая температура, and ω - ацентрический фактор.

Решая уравнение Рэчфорда-Райса, можно рассчитать мольный состав жидкой и паровой фаз.

Решение фазовых равновесий с помощью уравнения состояния - это процедура проб и ошибок, требующих значительных вычислений. Но точность прогнозов можно значительно улучшить, делая упор на улучшение расчетов объема жидкости и на плюсовую фракцию.

Основой для создания модели физико-химических свойств пластовой нефти является информация о мольном составе компонент и свойствах каждого компонента. Уравнения состояния связывают давление, объем и температуру и используется для расчета свойств всех фаз, обеспечивая равновесность процессов в залежи. Они точно описывают объемное и фазовое поведение чистых компонентов и смесей и требуют расчета критических свойств и ацентрического фактора каждого компонента, содержащегося в

смеси. Кроме того, необходим параметр бинарного взаимодействия для каждой пары компонентов. Если используется уравнение состояния с поправкой на объем [12] параметр сдвига объема дополнительно должен быть назначен каждому компоненту.

Встречающиеся в природе смеси нефти могут содержать тысячи различных компонентов. Такие большие числа непрактичны при расчетах. Поэтому некоторые компоненты необходимо объединить в группы и представлять в виде псевдокомпонентов. Характеристика C7+ состоит из представления углеводородов с семью и более атомами углерода (гептан плюс или C7+) как удобное число псевдокомпонент и требует определения необходимого для уравнения состояния параметров (Tc, Pc, а также ω) для каждого из этих псевдокомпонентов.

Компоненты, содержащиеся в нефтегазоконденсатных смесях, можно разделить на три класса:

Определенные компоненты, содержащиеся в нефтяных пластовых флюидах: N2, CO2, H2S, C1, C2, C3, IC4, NC4, IC5, NC5, C6 (C6 обычно считается чистым nC6, хотя также могут присутствовать разветвления C6 и циклический C6 компоненты).

C7+ фракции: каждая C7+ фракция содержит углеводороды с температурами кипения в пределах заданного температурного интервала. Температурные интервалы определяются температурой кипения n-парафинов. Если анализ ТВР выполнен, измерены плотности при стандартных условиях (атмосферное давление и 20°C) и измерены молекулярные массы, они также будут доступны для каждого компонента группы C7+. При характеристике C7+ необходимо учитывать разнообразие углеводородных компонентов, содержащихся во фракции.

Плюс фракция: состоит из компонентов, которые слишком тяжелы, чтобы их можно было выделить в отдельную C7+ фракцию. Если был проведен анализ ТВР, средний молекулярный вес и плотность плюсовой фракции будут представлены в виде измеренных величин.

Критические параметры, молекулярная масса, ацентрический фактор для ряда углеводородных и неуглеводородных (N2, H2S, CO2) компонент определены на основе экспериментальных исследований (можно использовать таблицу зависимостей свойств фракций Катца и Фирузабади) [13]

Наиболее неоднозначными являются молекулярная масса и плотность, а также расчеты критических параметров плюсовой фракции Cn+.

Компоненты количественно определены на основе мольных, весовых и объемных долей. Для смеси, содержащей N компонентов, $i = 1, \dots, N$, общие мольные доли выражаются как

$$Z_i = \frac{n_i}{\sum_{j=1}^n n_j} = \frac{\frac{m_i}{M_i}}{\sum_{j=1}^n \frac{m_j}{M_j}} \quad (8)$$

где n - моль, масса - m , молекулярная масса - M и сумма z_i равна 1.0. Обычно состав нефти обозначается как x_i , а состав газа как y_i .

Определив доли компонентов, мы можем ввести некоторые общие правила смешивания для усреднения свойств смесей.

Правило смешивания Кау, наиболее широко используемое, может быть применено для расчета молекулярной массы, псевдокритической температуры ацентрического фактора.

Обобщенное линейное правило смешивания выглядит следующим образом

$$\theta = \frac{\sum_{i=1}^n \varphi_i \theta_i}{\sum_{i=1}^n \varphi_i} \quad (9)$$

где i обычно является одним из следующих весовых коэффициентов: z_i , мольная доля (правило Кея); w_i - массовая доля; или xv_i объемная доля. В зависимости от усредняемого количества могут быть применены другие правила смешивания и определения i (например, на основе статистической термодинамики).

Как видно из вышеуказанных формул, при известном значении молекулярной массы можно определить необходимые свойства фракций. После определения основных свойств фракций, используя различные корреляции, можно рассчитать критические параметры, а также характеристический фактор (корреляции Ватсона, Сорейда, Рирази-Дауберта, Ахмеда, Педерсена и др.) для дальнейших расчетов по уравнению состояния [14].

Для более точных результатов предпочтительно использовать плотности и молярные массы фракций, которые определяются в ходе вакуумной разгонки по ИТК либо использовать корреляции и обобщенные результаты замеров, но такие исследования выполняются редко и чаще имеются только данные по составу по результатам стандартной сепарации.

Объемное поведение смесей рассчитывается путем решения кубического уравнения, обычно выражаемого через коэффициент сжимаемости Z $p v / RT$,

$$Z^3 + A_2 Z^2 + A_1 Z + A_0 = 0 \quad (10)$$

где постоянные A_0 , A_1 и A_2 являются функциями давления, температуры, и фазовый состав.

Исходя из вышеперечисленных закономерностей и уравнений рассчитываются необходимые параметры как давление насыщения, газосодержание, фазовые диаграммы, расчеты по экспериментам (CCE, DI, SEP). Модель должна максимально соответствовать результатам экспериментальных исследований проб, являющихся отражением природной

действительности.

С помощью вышеуказанных уравнений состояния строятся модели пластового флюида. Модель флюида, как и реальный пластовый флюид, представляет собой многокомпонентную систему, состоящую из индивидуальных элементов с известными свойствами и фракций, состоящих из множества индивидуальных компонентов. С возрастанием углеводородного числа фракции число индивидуальных компонентов входящих во фракцию увеличивается в экспоненциальном порядке. Большинство компонентов, входящих во фракции, не могут быть распознаны современными методами идентификации, поэтому свойства фракций могут быть определены лишь оценочно. Помимо этого, уравнение состояния для расчёта свойств флюида использует критические свойства компонентов, которые рассчитывают по корреляциям от свойств, определяемых прямыми методами. Всё это приводит к тому, что уравнение состояния не может идеально рассчитать свойства пластового флюида

Путём настройки параметров уравнения состояния (критические свойства компонентов состава флюида и др.), имеющих некоторую неопределённость при описании свойств компонентов состава пластового флюида, добиваются воспроизведения экспериментальных зависимостей свойств пластового флюида, полученных в PVT лаборатории. После этого уравнение может быть использовано для прогнозных расчётов: при интерполяции и экстраполяции экспериментальных данных о свойствах начального флюида, при описании дифференциации свойств по глубине залежи, при моделировании истощения флюида при разработке месторождения.

Главным при моделировании физико-химических свойств пластового флюида, при наличии в залежи газовой шапки и нефтяной оторочки, является аксиома о равновесном состоянии газовой и жидкой фазы на ГНК, т.е. на ГНК давление насыщения пластовой нефти равно давлению начала конденсации пластового газа газовой шапки. Кроме того, при отсутствии в залежи критической системы и возможного фазового перехода на контакте, можно утверждать, что давление насыщения пластовой нефти на глубине ГНК равно пластовому давлению на этой глубине.

Имея экспериментально определенную по PVT исследованиям проб пластовой нефти зависимость давления насыщения от газосодержания (эта зависимость всегда будет прослеживаться на графике т.к. при отборе околонуасыщенного флюида, вариация фиксируемых газосодержаний будет всегда широкой) можно оценить какое газосодержание имеет пластовая нефть на глубине ГНК. Аналогичным образом, зная газосодержание можно оценить другие параметры пластовой нефти на глубине ГНК (объёмный коэффициент, плотность и вязкость пластовой нефти).

Для получения состава пластовой нефти по каждому горизонту проводилась оценка качества состава дегазированной нефти и состава газа

стандартной сепарации. Качество состава нефти оценивалось на соответствие экспоненциальному убыванию мольной доли фракции при увеличении углеводородного номера фракции. После выбора качественных составов проводилась математическая рекомбинация состава пластовой нефти.

После настройки уравнения состояния на экспериментальные лабораторные PVT данные по пробам, состав пластовой нефти «донасыщался» равновесным газом до давления насыщения равного пластовому давлению и определялось газосодержание, объёмный коэффициент, плотность пластовой и дегазированной нефти после сепарации начальной пластовой нефти с глубины ГНК. После этого, по полученной модели могут быть рассчитаны средневзвешенные свойства пластовой нефти на эффективный нефтенасыщенный поровый объём, которые можно использовать для подсчёта запасов. Так были получены свойства пластовой нефти двухфазных залежей.

Состав и свойства пластового газа газовых шапок, ввиду отсутствия полноценных экспериментальных исследований, были получены путём их расчёта на основе констант фазового равновесия и состава пластовой нефти на глубине ГНК.

Однофазные нефтяные залежи месторождения Н располагаются между горизонтами, которые содержат двухфазные флюиды, т.е. выше и нижезалегающие горизонты содержат газовую шапку и нефтяную оторочку. Ввиду этого можно предполагать, что пластовые нефти этих горизонтов также находятся в околонасыщенном состоянии. Это подтверждается для тех залежей, где флюид изучен многочисленными глубинными пробами нефти. Следовательно, будет логичным использовать для однофазных залежей гипотетический уровень ГНК на глубине ГНК вышележащего горизонта, и уже от этой глубины отсчитывать недонасыщенность нефти к уровню ВНК.

Для недонасыщенной пластовой нефти при наличии больших вариаций газосодержания, необходимо принимать значения параметров по пробам с максимально большими значениями газосодержания согласно уверенно прослеживаемой корреляции свойств. Это решение требует тщательного анализа дополнительной промысловой информации и подтверждения данных фактов из различных источников.

Особенности моделирования и обоснования свойств пластовых флюидов по каждому горизонту изложены в разделе 2.2.

Обычно для моделирования PVT свойств с точностью до экспериментальной вероятности нужен точный композиционный анализ и использование точного метода определения характеристик C_7+ , настроенного для конкретного уравнения состояния. Причин необходимости адаптации модели на экспериментальные данные несколько. Композиционный анализ не всегда бывает хорошего качества. Большинство исследований составов основаны на газовой хроматографии, результаты

которой обычно приводит к менее точным результатам моделирования PVT, чем моделирование на основе данных о компонентном составе, полученных в результате анализа ТВР. Другой причиной для настройки параметров EoS может быть необходимость объединить компоненты на очень небольшое количество псевдокомпонентов (например, всего шесть), чтобы сократить время вычислений в композиционном моделировании коллектора. Регрессия также может потребоваться, когда жидкости из разных зон коллектора должны быть представлены с использованием одних и тех же псевдокомпонентов.

Далее уравнение состояния настраивается на результаты экспериментальных исследований (стандартная сепарация и др. эксперименты) и после подтверждения удовлетворительной сходимости модели проводится расчёт параметров по ступенчатой сепарации. Только в этом случае результаты промысловых замеров, расчёты прогноза добычи и подсчётные параметры пластовой нефти, будут сходиться.

2.2 Моделирование физико-химических свойств горизонтов Ю-2, Ю-3, Т-1, 2 месторождения Н. Восстановление начального состава и свойств нефти

Горизонт Ю-2

Горизонт Ю-2 содержит первичную газовую шапку, и эффективная нефтенасыщенная мощность равна 10м (т.е. небольшая нефтяная оторочка) и поэтому, давление насыщения пластового флюида равняется пластовому давлению. Это подтверждается и историческим документом ТС, где отмечена близость давления насыщения к начальному пластовому давлению. Этот процесс описан Дж.Амиксом, если начальное давление в продуктивных отложениях равно давлению насыщения, газосодержание и давление начала выделения газа, полученные в результате анализа пробы, взятой с забоя скважины, будут отличаться от соответствующих характеристик газонефтяной смеси, насыщавшей породу в начале разработки нефтяной залежи. Давление насыщения, полученное по данным глубинной пробы, будет ниже давления начала выделения газа из нефти при начальных пластовых условиях. Таким образом, из-за большой неопределенности при обосновании свойств пластовых флюидов по горизонту Ю-2 м. Н было принято решение восстановления PVT-свойств пластовых флюидов расчетным путем.

В связи с вышесказанным, для моделирования взяты свойства насыщенной пластовой нефти на уровень ГНК, а динамика изменения газосодержания и других параметров в начальный период описана гравитационным изменением свойств пластового флюида по результатам расчётов по уравнению фазового состояния.

Свойства насыщенного пластового флюида составили: газосодержание по стандартной сепарации – 135 м³/м³, объёмный коэффициент при пластовых условиях – 1,356, плотность сепарированной нефти – 735,8 кг/м³.

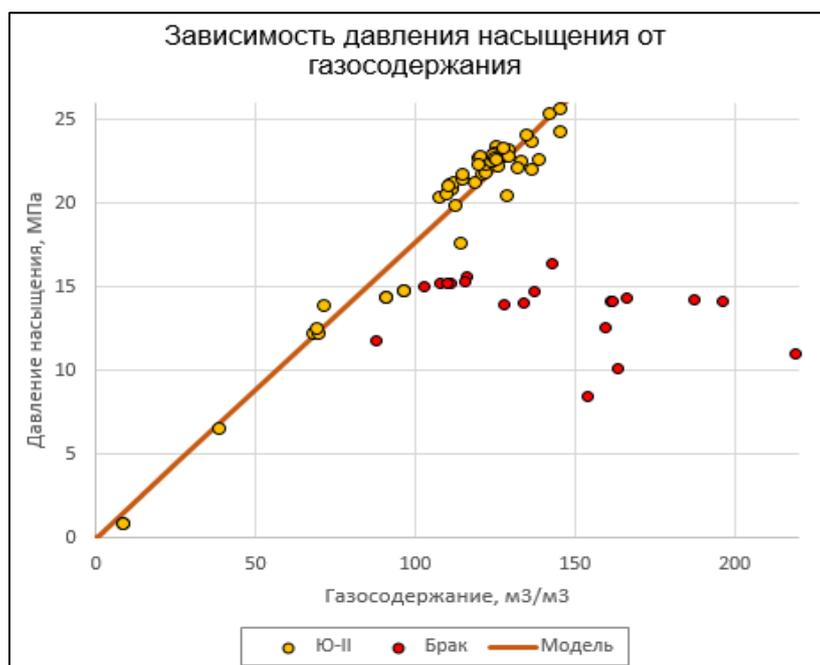


Рисунок 6. Зависимость давления насыщения от газосодержания по пробам и по модели

Таблица 3. Начальные пробы горизонта Ю-2, использованные при оценке для восстановления начальных свойств пластовой нефти

№ скважины	Интервал	Дата отбора	Пластовые условия опыта		Давление, МПа	Pнас по градиенту	Газосодержание	
			П	Градиент давления (с/м)			м³/т	м³/м³
7	2240-2255	01.10.1961	25.0	24.63	25.3	24.2	163.3	142.4
7	2240-2263	01.01.1962	24.6	24.66	23.2	24.1	148.3	129.5
100	2247-2255	01.01.1964	24.8	24.69	24.2	24.1	167.01	145.8
101	2257-2262	01.06.1964	25.7	24.74	25.6	24.1	166.78	144.7
8	2250-2260	01.06.1964	24.5	24.71	23.4	24.1	144.8	125.4
45	2238-2241	01.06.1964	24.0	24.61	23.6	24.2	157.1	137.0
203	2237-2242	01.01.1966	24.1	24.61	24	24.2	154.7	134.9

Для указанных проб выявлена взаимосвязь между газосодержанием, объемным коэффициентом и давлением насыщения. Пробы были использованы для восстановления начальных свойств пластовой нефти.

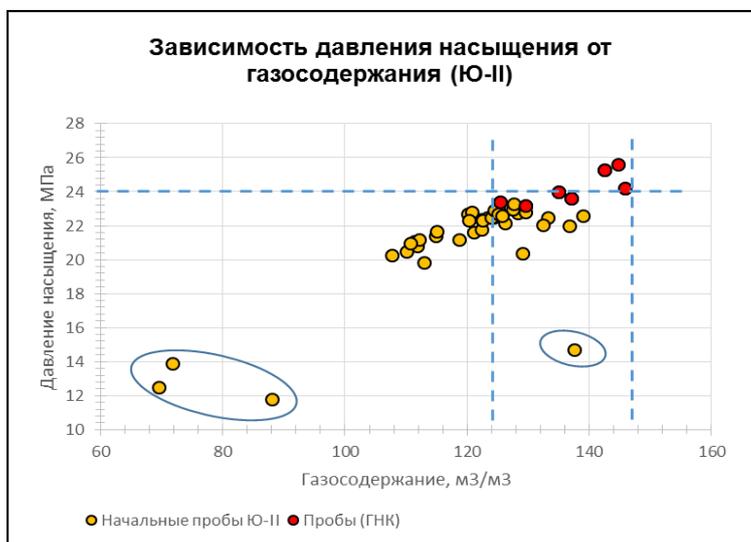


Рисунок 7. Взаимосвязь газосодержания и давления насыщения по горизонту Ю-2

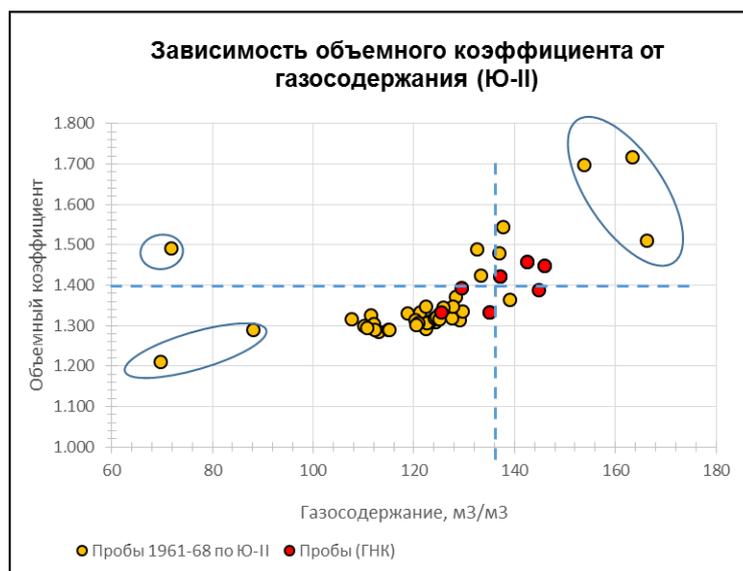


Рисунок 8. Взаимосвязь газосодержания и объемного коэффициента по горизонту Ю-2

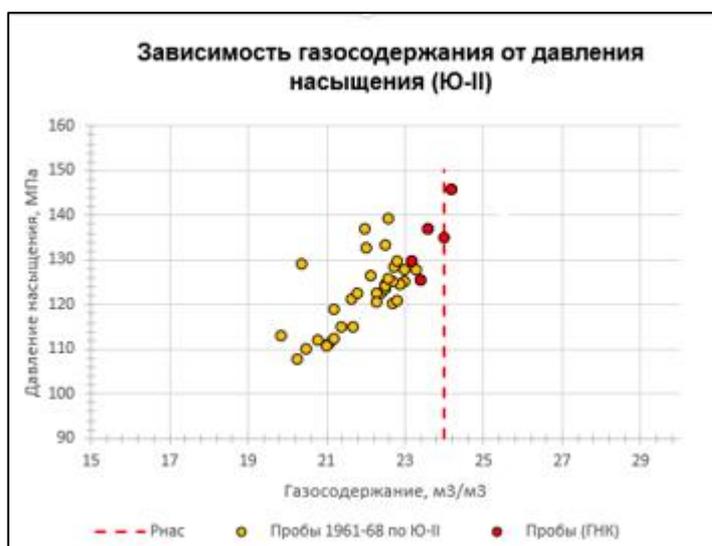


Рисунок 9. Проба, выбранная для восстановления компонентного состава пластовой нефти

Восстановление начального состава пластовой нефти

В технических отчетах по отбору глубинных проб обычно указывается компонентный состав пластовой нефти. Данный состав можно рассчитать математической рекомбинацией составов дегазированной нефти и растворенного газа. Для рекомбинации также необходимы значения молекулярной массы, плотности дегазированной нефти и информация о газовом факторе на ступени сепарации.

Состав пластовой нефти можно рассчитать по формуле

$$Z_i = \frac{\sum_{s=1}^k y_i^s \Gamma^s \frac{T_{ст.}}{T^s} + x_i \frac{v m}{M_{с.н.}} \cdot 10^6}{\sum_{s=1}^k \Gamma^s \frac{T_{ст.}}{T^s} + \frac{v m}{M_{с.н.}} \cdot 10^6}$$

где z_i, x_i – мольные доли i -ой компоненты в пластовой и сепарированной нефти соответственно; y_i^s – мольная доля i -ой компоненты в составе газа сепарации на s -й ступени сепарации; T_s, Γ^s – температура (К) и газовый фактор (м3/т) на s -й ступени сепарации; $M_{с.н.}$ – молярная масса сепарированной нефти, кг/кмоль; $T_{ст.}$ – температура при стандартных условиях, равная 293.15 К; m – молярный объем газа при стандартных условиях, равный 0.02404 м3; k

– количество ступеней сепарации. В формуле (4.1) учитывается, что объем газана ступени сепаратора измерен при температуре на этой ступени.

Для восстановления компонентного состава пластовой нефти, была выбрана проба из скважины 203, которая была отобрана в начале разведки месторождения. Отчет о пробе содержит компонентный состав газа

однократного разгазирования (рисунок 9).

В данном случае для получения состава пластовой нефти используем следующее выражение:

$$Z_i = \frac{y_i \Gamma + x_i \frac{v_m}{M_{с.н.}} 10^6}{\Gamma + \frac{v_m}{M_{с.н.}} 10^6}$$

где Γ – газосодержание пластовой нефти, определенное на основе однократного разгазирования, м³/т, y_i – мольная доля i -ой компоненты газа сепарации при однократном разгазировании.

При исследовании проб, максимальная сходимость в значениях была выявлена с пробой из скважины 424. Эта проба использована в качестве опорной для восстановления свойств пластовой нефти. После, был использован состав дегазированной нефти из скв. 424 и состав газа из скв. 203 для восстановления начального состава пластовой нефти. На основе полученных данных, было произведено дробление состава на псевдофракции по методу Whitsona. Далее, исходя из полученного состава, включающего псевдофракции, производилась регрессия трехпараметрического кубического уравнения состояния Пенга-Робинсона с шифт параметром. Главными параметрами при регрессии являлись критическое давление и критическая температура. Регрессия проводилась таким образом, чтобы физико-химические свойства модели были схожи с историческими данными пробы из скважины 203 полученные в 1966 году. При анализе на сходимость учитывались такие свойства как:

- Давление насыщения
- Газосодержание
- Плотность пластовой нефти в пластовых условиях
- Вязкость пластовой нефти в пластовых условиях

Рекомендуемые параметры пластовой нефти по результатам моделирования представлены в таблицах 4-5.

Таблица 4. Сопоставление значений PVT- параметров

Основные параметры	Свойства по горизонту	Восстановленные свойства по PVT модели на начальные условия
Пластовое давление, МПа	24,3	24,3
Пластовая температура, С	34	34
Давление насыщения газом, МПа	24	24,008
Газосодержание, м ³ /м ³	134,9	134,89
Плотность нефти в условиях пласта, кг/м ³	735	736
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	0,9	0,9

Плотность разгазированной нефти, кг/м ³	872	867
--	-----	-----

Таблица 5. Восстановленный компонентный состав пластовой нефти

Компоненты	моль%
Углекислый газ	0,29552
Азот	0,34724
Метан	38,341
Этан	3,2963
Пропан	2,1808
Изобутан	0,99387
Норм. Бутан	2,1884
Изопентан	1,3418
Норм. Пентан	1,3416
Гексаны+	14,767
Деканы+	8,7777
Додеканы+	4,3951
Тетрадеканы+	4,0292
Гептадеканы+	17,705

Для восстановления начальных свойств горизонта Ю-2 месторождения Н был выполнен следующий алгоритм действий (рисунок 10).



Рисунок 10. Алгоритм донасыщения пластовой нефти

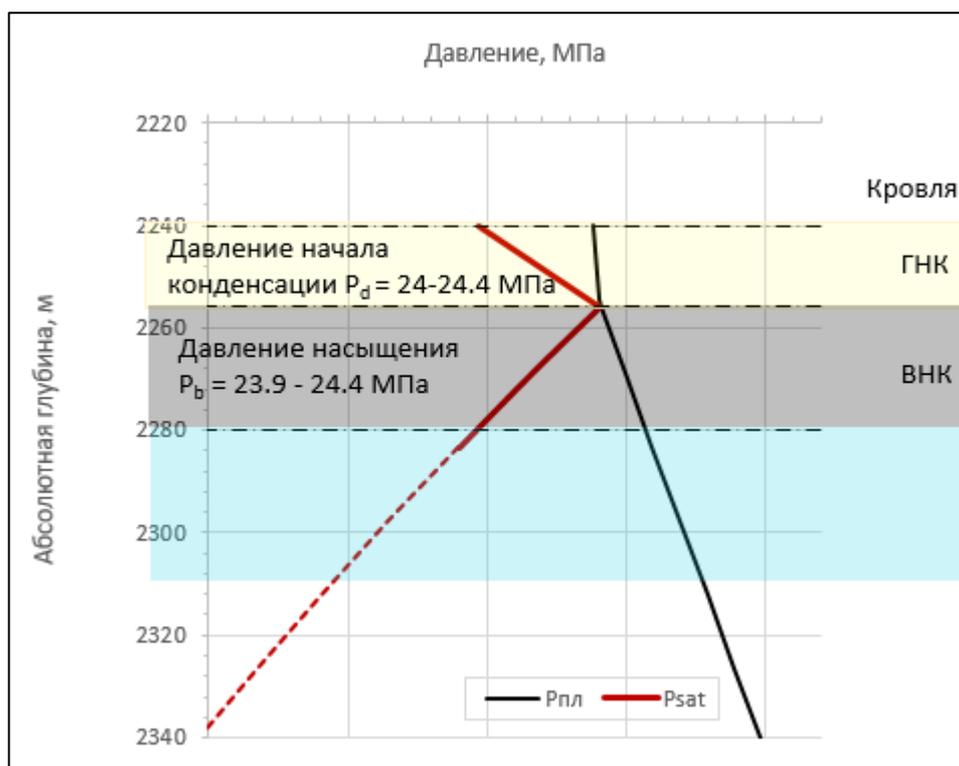


Рисунок 11. Изменение давления насыщения по глубине по результатам моделирования

Созданная модель описывает:

1. Свойства пластовой нефти оторочки и пластового газа газовой шапки при начальных условиях в каждой точке горизонта по глубине (рисунок 11);
2. Истощение пластового флюида при снижении давления.

Горизонт Ю-3

Моделирование PVT свойств пластовой нефти и определение свойств нефти горизонта Ю-3 является примером того, как можно выявить ошибки в оценке запасов углеводородов.

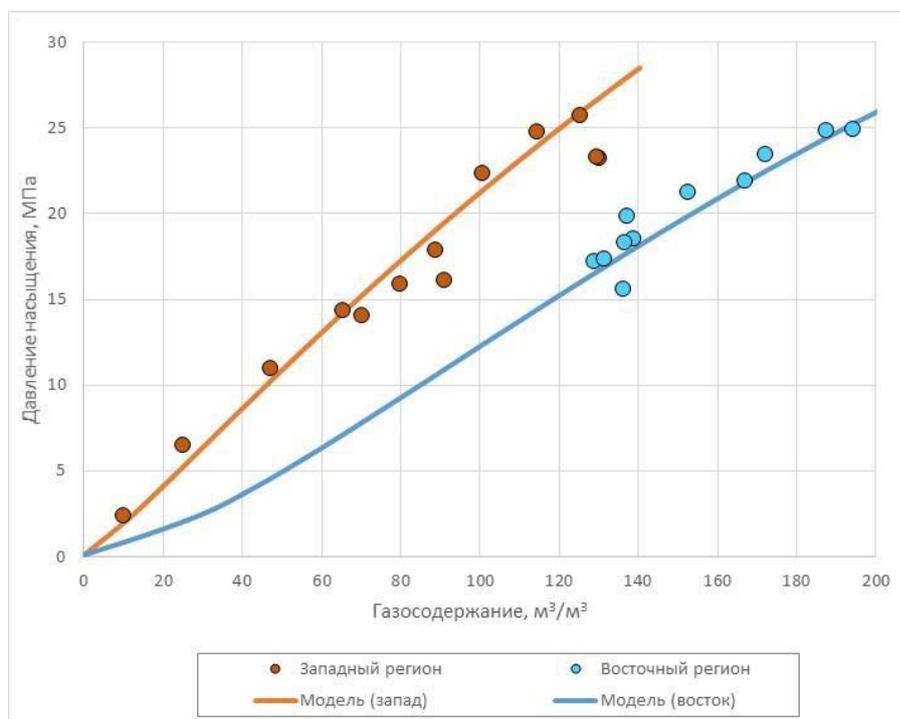


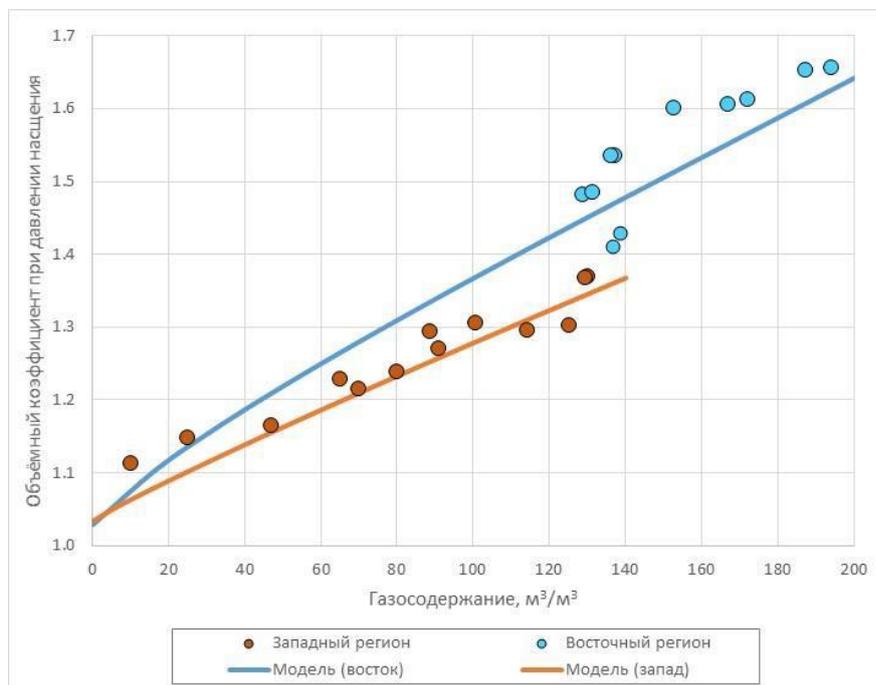
Рисунок 12. Зависимость давления насыщения от газосодержания по горизонту Ю-3

По полученной зависимости давления насыщения от газосодержания пластовой нефти, по кривым построенным по результатам определения состава пластовой нефти с использованием, настроенного на экспериментальные данные (PVT), уравнения фазового состояния (рисунок 12), можно визуализировать проблему значительной вариации плотности сепарированной нефти и газосодержания пластовой нефти по пробам. На рис. 1 видно, что все пробы разделяются на две группы, каждая группа подчиняется своей корреляции.

Каждая кривая характеризует свой коэффициент растворимости данного типа нефти. Так, более тяжелые пробы с плотностью 880-890 кг/м³ имеют более низкую способность растворять газ, что проявляется в повышенном давлении насыщения, при одинаковом газосодержании. Пробы же более лёгкие, с плотностью 865-870 кг/м³, имеют давление насыщения более низкое, и, соответственно, линия модели проходит ниже линии модели проб первой группы. При одинаковом давлении насыщения более лёгкие пробы второй группы будут иметь более высокое газосодержание, чем пробы первой группы.

Изучив на карте расположение скважин, из которых отбирались пробы, стало очевидным что пробы первой и второй группы разделяются латерально на два непересекающихся региона – западный и восточный, а разница в

свойствах этих типов флюида связана с отсутствием гидродинамической связи между этими регионами горизонта Ю-3. Возможные причины отсутствия связи в пласте должны быть обоснованы профильными



специалистами при детальном изучении геологии залежи.

Рисунок 13. Зависимость объёмного коэффициента от газосодержания по горизонту Ю-3

На рисунке 13 приведена зависимость объёмного коэффициента при давлении насыщения от газосодержания пластовой нефти, также по результатам моделирования. Разная растворимость двух типов флюидов в меньшей степени контрастирует на этом графике, чем на рисунке 12, но тем не менее, она также хорошо прослеживается. Высокая погрешность измерения объёмного коэффициента для проб восточного региона не позволили идеально описать эти пробы моделью. К сожалению, это частая причина, и связана она не с качеством настройки уравнения состояния, а с качеством самих экспериментальных замеров. В таблице 6 можно увидеть, что с более лёгкими пробами восточного региона связаны максимальные расхождения замеренного объёмного коэффициента с расчётом по формуле материального баланса, и достигают 5,5%. Диапазон отклонений вполне достаточен чтобы все пробы восточного региона легли на модельную линию на рисунке 13.

Принятые параметры пластовой нефти сильно влияют на запасы нефти и газа. В таблице 6 приведено сравнение ранее принятых параметров пластовой нефти с новыми параметрами, разделёнными на регионы, пласта Ю-3 месторождения Н. В результате переинтерпретации первичной информации о свойствах пластовой нефти запасы нефти изменились на 13% (8 млн. т), запасы нефтерастворённого газа – на 3% (400 млн. м³).

Таблица 6. Сравнение ранее принятых свойств и свойств пластовой нефти по результатам моделирования

Параметр	Подсчёт запасов	Рекомендуемые значения по ступенчатой сепарации	
		Западный блок	Восточный блок
Пластовое давление, МПа	28.5	28.5	28.5
Пластовая температура, °С	90	90	90
Давление насыщения газом, МПа	25.7	25.7	25
Объемный коэффициент	1.430	1.347	1.655
Газосодержание, м ³ /м ³	155.0	121.5	189.0
Газосодержание, м ³ /т	176.5	137.8	218.2
Плотность пластовой нефти, кг/м ³	742.6	750.5	642.0
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	0.8	0.9	0.6
Плотность сепарированной нефти, кг/м ³	878	882	866
Плотность газа, кг/м ³	1.076	1.060	1.040
Отклонение по материальному балансу	-1.6	0.0	0.0

Горизонты Т-1, 2

По горизонту Т-2 построена модель на основе общего (единого) уравнения состояния и параметры приведены на середину эффективного объема залежи. На основе составов и свойств глубинных проб пластовой нефти, которые прошли проверку качества, было создано уравнение состояния с едиными параметрами.

Предварительно компонентные составы пластового флюида были сгруппированы в 7-ми компонентную модель. Для моделирования применялось трёхпараметрическое уравнение фазового состояния Пенга – Робинсона. Проведена настройка параметров уравнения состояния на воспроизведение результатов экспериментальных исследований по разным пробам. В качестве параметров регрессии использовалась молярная масса остатка, критическое давление и температура, а также параметр коррекции объёма. Для расчётов вязкости использовался метод на основе принципа соответственных состояний, а в качестве настройки расчёта на эксперимент – коррекционные параметры этого метода.

После настройки уравнения состояния, из проб, прошедших отсеивание выбран тот состав, который максимально соответствует заданному критерию – кривая разгазирования соответствует диапазону изменения экспериментальных замеров.

По горизонту Т-2 ввиду наличия газовой шапки, модель построена по алгоритму описанному выше для горизонта Ю-2. После настройки уравнения состояния на экспериментальные лабораторные PVT данные по пробам, состав пластовой нефти «донасыщался» равновесным газом до давления насыщения равного пластовому давлению и определялось газосодержание, объёмный коэффициент, плотность пластовой и дегазированной нефти после сепарации начальной пластовой нефти с глубины ГНК. После этого, по полученной модели могут быть рассчитаны средневзвешенные свойства пластовой нефти на эффективный нефтенасыщенный поровый объём для горизонтов с газовой шапкой. Результаты приведены на рисунках 14-17.

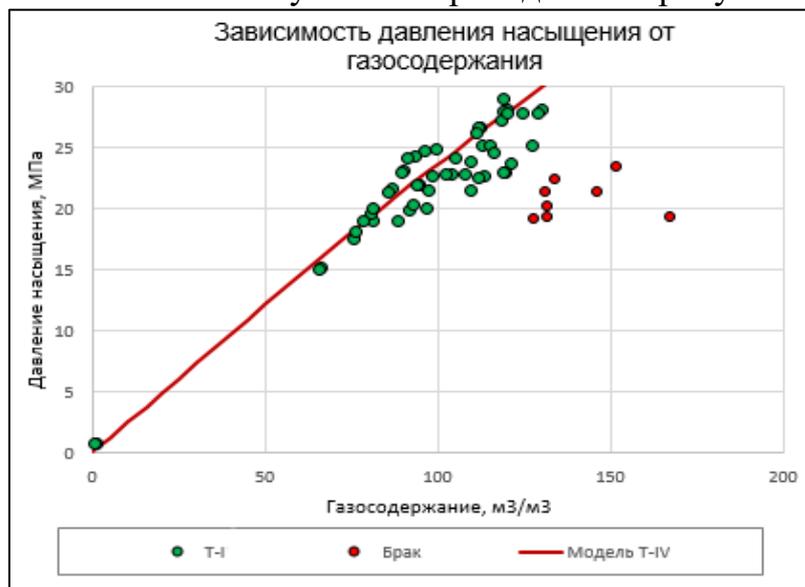


Рисунок 14. Взаимосвязь газосодержания и давления насыщения по результатам моделирования по горизонту Т-1

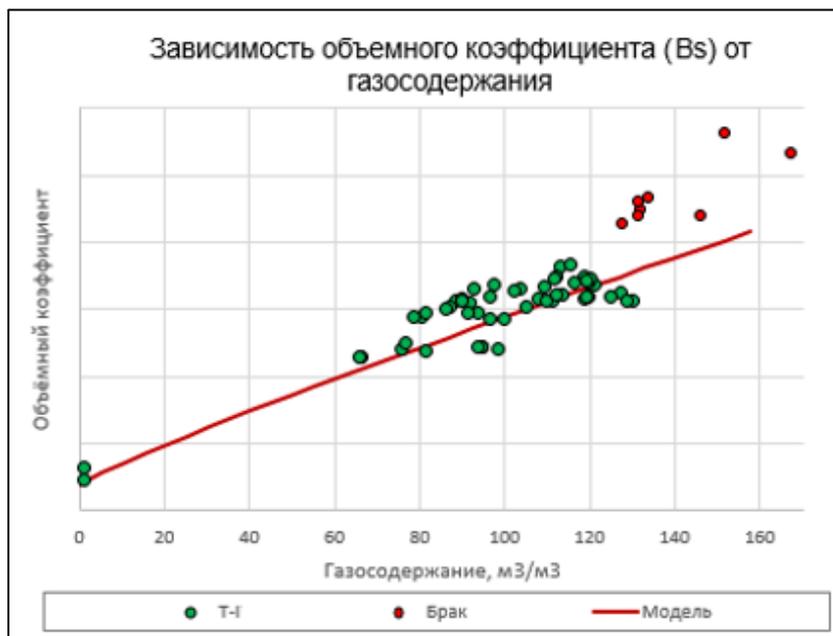


Рисунок 15. Взаимосвязь газосодержания и давления насыщения по результатам моделирования по горизонту Т-1

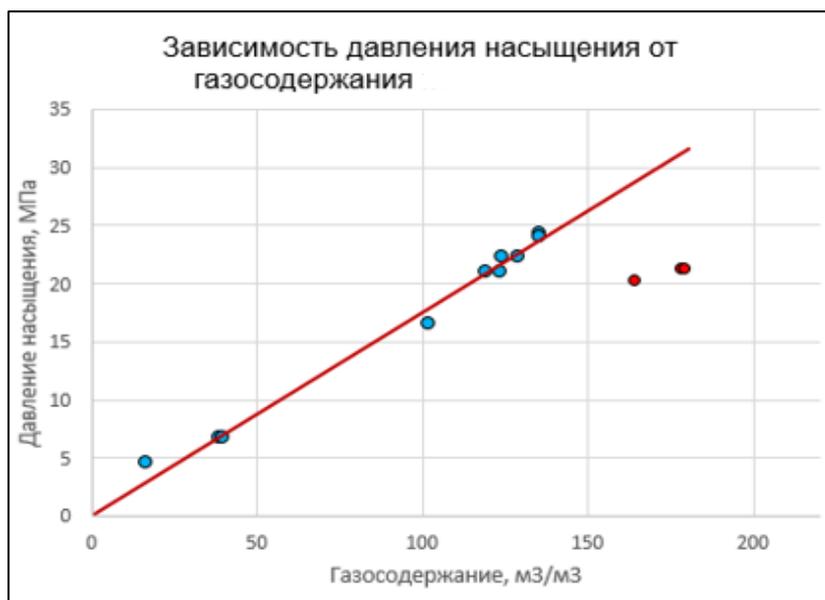


Рисунок 16. Взаимосвязь газосодержания и объемного коэффициента по результатам моделирования по горизонту Т-2

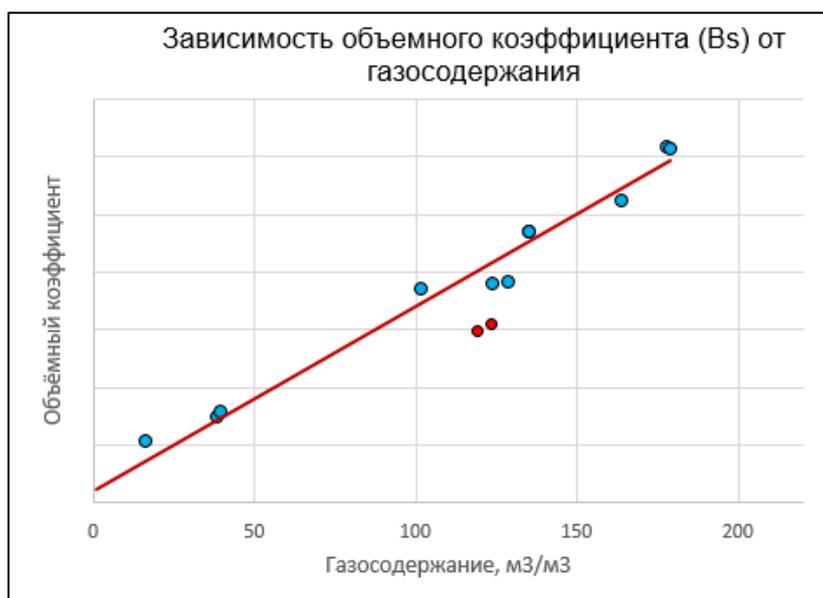


Рисунок 17. Взаимосвязь газосодержания и объемного коэффициента по результатам моделирования по горизонту Т-2

Принятые подсчетные параметры нефти по новой композиционной модели горизонтов Т-1, 2 представлены в таблице 7. Как видно из таблицы, давления насыщения по горизонтам Т-1 и Т-2 составили 28 и 32 МПа (отличие от ранее принятых параметров 5 и 9 МПа соответственно), также произошли значительные изменения по газосодержанию, плотности и объемному коэффициенту.

Таблица 7. Сравнение ранее принятых свойств и свойств пластовой нефти по результатам новой модели горизонтов Т-1, 2

Горизонты	ПТД	Новая модель	
	Т-1-2	Т-1	Т-2
Пластовое давление, МПа	29.8	31.8	32.3
Пластовая температура, С	97	98	98
Давление насыщения газом, МПа	23	28	32.3
Объемный коэффициент	1.322	1.313	1.6
Газосодержание, м ³ /м ³	114.3	120.4	187.7
Плотность нефти в условиях пласта, кг/м ³	758	766	720
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	0.94	1	0.9
Плотность сепарированной нефти, кг/м ³	890	895	900
Плотность газа, кг/м ³	0.92	0.92	0.9

Основные изменения в параметрах произошли ввиду:

- выделения двух горизонтов с разными свойствами пластовой нефти, построены две разные флюидальные модели;
- результатов анализа графиков зависимости давления насыщения от газосодержания и физике изменения равновесного состава по высоте горизонта, от насыщенного состояния флюида на ГНК до недонасыщенного на ВНК;
- учёта влияния условий сепарации, действующей на промысле, на параметры флюидов сепарации (ранее использовались результаты стандартной сепарации).

В результате, на основе единого уравнения состояния были созданы новые флюидальные модели пластового флюида горизонтов м. Н, которые хорошо адаптированы на результаты исследования проб, прошедших отбраковку. Под «единым уравнением» нужно понимать использование одного уравнения с одними и теми же параметрами уравнения. За счёт изменения состава по разным пробам достигается сходимость результатов расчёта с экспериментальными замерами параметров этих проб. Тем самым, используя единое уравнение можно не только прогнозировать изменение свойств пластового флюида при истощении залежи, но и описать дифференциацию состава и свойств пластового флюида с глубиной залежи.

Обоснование параметров пластовой нефти по результатам моделирования

Важным моментом, который часто не учитывается при моделировании и обосновании параметров пластовой нефти, является влияние видов разгазирования на параметры пластовой нефти. Часто из всех результатов исследований глубинных проб имеется в наличии только стандартная сепарация, и это является основанием принятия параметров пластовой нефти по этому виду разгазирования. Это ошибочный подход, способный привести к существенным искажениям фактической информации. Необходимо напомнить, что параметры пластовой нефти должны приниматься по результатам разгазирования, ступени которого соответствуют условиям ступеней промысловой сепарации, как минимум первой её ступени [15].

Результаты стандартной сепарации и дифференциального разгазирования могут сильно отличаться от данных ступенчатой сепарации. Разница тем больше, чем легче нефть, выше газосодержание, и выше пластовая температура. Отличие, например, объёмного коэффициента по ступенчатой сепарации и дифференциальному разгазированию может достигать 50%.

При отсутствии результатов экспериментальных исследований по ступенчатой сепарации необходимо использовать результаты симуляции эксперимента с помощью уравнения состояния. Для этого создаётся модель пластового флюида с использованием данных по составу пластовой нефти. Уравнение состояние настраивается на результаты экспериментальных исследований (стандартная сепарация и др. эксперименты) и после подтверждения удовлетворительной сходимости модели проводится расчёт параметров ступенчатой сепарации. Только в этом случае результаты промысловых замеров, расчёты прогноза добычи и подсчётные параметры пластовой нефти, будут сходиться.

Результаты лабораторной ступенчатой сепарации часто не соответствуют ступеням промысловой сепарации, а результаты дифференциального разгазирования прямо зависят от методики, используемой в лаборатории, количества ступеней эксперимента. В этом случае также используются расчёты по модели пластового флюида, настроенной на все имеющиеся экспериментальные данные.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Изучение закономерностей изменения свойств пластового флюида в процессе разработки месторождения вместе с геолого-промысловой информацией, физико-математическими инструментами моделирования фазового состояния флюидов, позволяют планировать дальнейшую разработку месторождения и с большой достоверностью прогнозировать добычу углеводородов.

Основным методом анализа первичной информации о пластовом флюиде горизонтов месторождения Н являлось выявление единой взаимосвязи свойств пластового флюида. Этот метод используется также для отбраковки некачественных результатов экспериментальных замеров, а также для выявления регионов залежи, не связанных между собой. В основе данного метода лежит аксиома о взаимосвязи свойств единого пластового флюида гидродинамически связанной залежи. Для оценки свойств начальной пластовой нефти были построены и изучены связи её параметров (давление насыщения, объёмный коэффициент, плотность и вязкость) с газосодержанием. Выявление взаимосвязи параметров пластовой нефти позволило провести дополнительную отбраковку проб. Применена методика отбраковки проб на основе теории равновесия составов (некондиционные пробы не отбраковываются, а принимают участие в анализе, так как являются ценным источником информации при анализе свойств и состава флюида залежи).

При построении моделей горизонтов месторождения Н использована математическая модель физико-химических свойств пластовой нефти на основе трехпараметрического уравнения фазового состояния и применен метод получения составов и параметров пластового флюида, отвечающим глубине середины эффективного порового объёма жидкой фазы залежи.

Отмечена важность применения параметров в результате моделирования для подсчета запасов и для расчета профиля добычи в гидродинамическом симуляторе по результатам ступенчатой сепарации, обеспечивающей наибольший выход нефти и наиболее близкой к реальным условиям разработки.

В горизонтах с газовой шапкой (Ю-2, Т-2), ввиду того, что начальное давление в продуктивных отложениях равно давлению насыщения, газосодержание и давление начала выделения газа, полученные в результате анализа пробы, взятой с забоя скважины, отличаются от соответствующих характеристик газонефтяной смеси, насыщавшей породу в начале разработки нефтяной залежи. Давление насыщения, полученное по данным глубинной пробы, будет ниже давления начала выделения газа из нефти при начальных пластовых условиях. Таким образом, из-за большой неопределенности при обосновании свойств пластовых флюидов по данным горизонтам принято решение восстановления PVT-свойств пластовых флюидов расчетным путем. После настройки уравнения состояния на экспериментальные лабораторные

PVT данные по пробам, состав пластовой нефти «донасыщался» равновесным газом до давления насыщения равного пластовому давлению и определялось газосодержание, объёмный коэффициент, плотность пластовой и дегазированной нефти после сепарации начальной пластовой нефти с глубины ГНК. После этого, по полученной модели рассчитаны средневзвешенные свойства пластовой нефти на эффективный нефтенасыщенный поровый объём для горизонтов.

Результаты данной работы, обоснование компонентного состава и PVT-свойств пластовой нефти, являются одним из важнейших условий повышения достоверности подсчета запасов и эффективности проектирования разработки месторождений. Принятые параметры пластовой нефти сильно влияют на запасы нефти и газа. В табл. 2 приведено сравнение ранее принятых параметров пластовой нефти с новыми параметрами, разделёнными на регионы, пласта Ю-3 месторождения Н. В результате переинтерпретации первичной информации о свойствах пластовой нефти запасы нефти изменились на 13% (8 млн. т), запасы нефтерастворённого газа – на 3% (400 млн. м³).

Практическая значимость полученных результатов в частности для месторождения Н:

1. Впервые применена новая методика обоснования свойств пластовой нефти на м. Н., созданы PVT модели по всем горизонтам на основе общего уравнения состояния и равновесной теории описания состава и свойств пластового флюида.

2. По результатам комплексного анализа и оценки достоверности свойств пластовых нефтей месторождения Н выявлено, что в период разведки и пробной эксплуатации свойства на начальные условия занижены.

3. Подсчетные параметры по м. Н приняты по результатам ступенчатой сепарации, в результате запасы нефти и газа пересмотрены в отчетах по Пересчету запасов.

4. Апробирована методика восстановления состава и начальных свойств пластовой нефти.

5. Методы проверки, адаптации PVT-модели и корректировочные расчеты данных пластовой характеристики нефти, алгоритм моделирования и обоснования свойств, могут быть использованы при обосновании параметров для подсчета запасов и гидродинамического моделирования для выбора оптимального расчета прогнозов добычи нефти.

6. Месторождение довольно сложное, и анализ результатов исследований пластовых флюидов показал необходимость единого полномасштабного пересчета запасов с уточнением подсчетных параметров, категоричности запасов на основе создания адекватной цифровой геолого-гидродинамической модели.

7. Также результаты комплексной оценки и моделирования свойств пластового флюида дают основания для принятия решений о необходимости

отбора дополнительных проб и проведении специальных исследований а также пересмотра рекомендаций по отбору проб в связи с выделением новых PVT регионов.

В период исследования по теме данной магистерской диссертации:

- опубликована статья в SPE Annual Caspian Technical Conference, October 2020 на тему «Effect of Pore Size Distribution on Phase Behavior of Sour Gas and Hydrocarbon Mixtures in Tight Oil Reservoirs», проведены исследовательские работы совместно с представителями Назарбаевского университета и научным руководителем, д.т.н. Исмаиловой Д.А.;

- опубликована статья в Научно-практическом журнале «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана» №2 (3) 2020, на тему «Методические подходы к обоснованию свойств пластовой нефти при подсчёте запасов»;

- принятие участия в международной практической конференции «Состояние и перспективы эксплуатации зрелых месторождений» г. Актау (2020), опубликована статья на тему «К проблеме обоснования средних величин PVT-свойств пластовых флюидов».

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Dake, L.P.: Fundamentals of Reservoir Engineering, Elsevier Scientific Publishing, Co., New York, New York, 1978.
2. McCain, W.D., Jr.: The Properties of Petroleum Fluids, Petroleum Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1973.
3. Standing, M.B.: Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems, 10, Reinhold Publishing Co., 1952.
4. Moffatt, B.J. and Williams, J.M.: "Identifying and Meeting the Key Needs for Reservoir Fluid Properties," Paper 49067 prepared for the Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers of AIME, New Orleans, September 27 – 30, 1998.
5. Whitson, C.H. Phase behavior/ C.H. Whitson, M.R. Brule. - Monograph volume, Texas: SPE Henry L. Doherty series, 2000. - 235 p.
6. ОСТ 153 – 39.2 -048-2003 «Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей»
7. API RP 44 Recommended Practice for Sampling Petroleum Reservoir Fluids, First Edition, January 1, 1966 (withdrawn).
8. Pedersen, K.S. Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids/ Pedersen K.S., P.L. Christensen.-N.Y.: CRC Press, 2007. - 407 p.
9. Michelsen, M.L. The Isothermal Flash Problem. Part II. Phase-Split Calculation/ M.L. Michelsen// Fluid Phase Equilibria. - 1982. – №9. - p. 21.
10. Michelsen, M.L. The Isothermal Flash Problem. Part I. Stability/ M.L. Michelsen// Fluid Phase Equilibria. - 1982. - № 9. - p.1.
11. Wilson, G.M. A Modified Redlich-Kwong Equation of state, Application to General Physical Data Calculations/ G.M. Wilson// paper 15c presented at the AIChE Natl. Meeting, Ohio. - 1969.
12. Peneloux, A. A consistent volume correction for Redlich - Kwong - Soave volumes/A. Peneloux, E. Rauzy, R. Freze// Fluid Phase Equilibria. - 1982. - V.8. - P.7.
13. Whitson, C.H. Phase behavior/ C.H. Whitson, M.R. Brule. - Monograph volume, Texas: SPE Henry L. Doherty series, 2000. - 235 p.
14. Брусилловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа, М.: «Грааль», 2002, 575 с.
15. Гороян В.И. Изучение процессов разгазирования нефти. – М., Гостоптехиздат, 1963.