

УДК 622.276

МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ОБОСНОВАНИЮ СВОЙСТВ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ ПРИ ПОДСЧЁТЕ ЗАПАСОВ

П.А. Гужиков, К.М. Кунжарикова, Е.Е. Утеубаева

Традиционные подходы к обоснованию свойств пластовой нефти, используемые при подсчёте запасов, часто приводят к ошибкам и невозможности качественного моделирования и прогноза добычи углеводородного сырья.

В статье рассмотрены примеры, где метод усреднения свойств пластовой нефти привёл к ошибкам в оценке запасов пластовой нефти и растворённого газа. Для качественного обоснования свойств пластовой нефти должны использоваться методы, основанные на физических корреляциях параметров. Приводятся критерии, которые необходимо принимать во внимание при анализе данных, способные повлиять на разделение залежи на несколько независимых регионов, а также инструменты проверки качества свойств пластового флюида.

Ключевые слова: свойства пластовой нефти, обоснование подсчётных параметров, PVT.

Одним из распространенных методов обоснования свойств пластового флюида при подсчёте запасов является статистический метод. Обоснование параметров начинается с отбраковки проб, после чего оставшиеся значения параметров усредняются. Отбраковка проб проводится по результатам сравнения параллельных проб и отклонению значений параметров от диапазона вариации основного массива данных.

Бесспорно, данная методика имеет ряд преимуществ. Усреднение исходных данных позволяет избежать объяснений причин вариации значений свойств по пробам одного пласта, связанных с качеством отбора проб, качеством лабораторных данных и природными изменениями свойств по разрезу и площади залежи. Возможно, поэтому доверия к результатам PVT исследований пластового флюида у некоторых специалистов нет, и они всё чаще полагаются на данные промыслового газового фактора. Последний может отличаться от газосодержания начальной пластовой нефти в десятки раз ввиду разных объективных обстоятельств.

Тотальное применение статистического подхода ко всем залежам пластового флюида приводит к ошибкам в оценке запасов и проблемам при моделировании разработки месторождения углеводородов.

Ниже приводятся особенности пластовых флюидов, где метод усреднения неприменим.

Для анализа первичных данных, как правило, используются результаты стандартной сепарации глубинных проб пластовой нефти, т.к. данный эксперимент

проводится для всех глубинных проб и имеет единые методические подходы к проведению. Основными параметрами, по которым удобно выполнять оценку наличия вариации свойств, являются плотность сепарированной нефти и газосодержание. Если по пробам наблюдается значительная дифференциация этих свойств, то усреднять такие данные нельзя:

1. абсолютное отклонение между минимальными и максимальными значениями плотности сепарированной нефти начиная от 8–10 кг/м³ и более;

2. относительное отклонение значений газосодержания пластовой нефти от 20% и более.

Все остальные параметры пластовой нефти прямо связаны с данными параметрами и часто несут повышенные погрешности экспериментальных исследований. Изменение плотности сепарированной нефти по пробам может указывать на:

- вариацию состава и свойств пластовой нефти по глубине залежи под действием гравитационных сил: как правило, это проявляется в залежах с высотой от 50 м и более;

- вариацию состава и свойств пластовой нефти, связанную с окислением и биодеградацией нефти, которая может проявляться на небольших интервалах глубин;

- изменения, связанные с выпадением асфальто-смоло-парафинистых отложений в процессе разработки залежи;

- разделение залежи на гидродинамически не связанные регионы (непроницаемый разлом, выклинивание пласта, литологическое замещение непроницаемыми породами и т.д.).

Таблица 1. Результаты исследований глубинных проб пластовой нефти. Пласт Ю-У

№ скважины	Середина глубины притока по а.о., м	Дата отбора	Давление эксперимента (Р _{ехр}), МПа	Температура эксперимента (Т _{ехр}), С	Давление насыщения (Р _с), МПа	Плотность пластовой нефти при Р _с , кг/м ³	Объёмный коэффициент пластовой нефти при Р _с	Газосодержание по стандартной сепарации		Плотность дегазированной нефти, кг/м ³	Плотность газа сепарации, кг/м ³	Отклонение по мат. балансу, %
								М ³ /м ³	м ³ /т			
521	-2742	24.11.00	30,0	94	26,4	630,1	1,664	159,4	182,4	873,7	1,054	-0,6
657	-2794	28.03.01	32,3	91	14,3	780,0	1,227	65,4	74,3	881,2	1,063	-0,7
654	-2874	16.04.01	18,0	81	2,4	806,7	1,112	10,2	11,5	887,2	1,070	0,1
653	-2813	13.08.01	27,8	91	10,9	797,2	1,163	47,2	53,3	884,6	1,067	0,8
659	-2711	16.02.02	24,7	91	6,5	792,4	1,148	25,3	28,8	878,2	1,059	-0,5
56	-2786	07.09.04	32,3	91	15,0	683,2	1,457	99,0	112,9	876,7	1,057	-1,4
660	-2732	25.09.04	27,2	87	15,3	652,2	1,478	101,2	115,4	877,0	1,057	2,1
652	-2801	12.06.05	29,8	89	23,4	673,2	1,611	172,3	195,8	880,0	1,061	-2,0
436	-2749	02.07.05	28,3	87	19,8	666,3	1,534	137,4	158,1	869,4	1,048	-0,8
37	-2746	15.10.05	28,4	82	19,8	661,7	1,656	178,3	204,1	917,1	1,106	1,7
657	-2794	29.07.10	29,5	89	25,7	770,4	1,301	125,4	140,7	885,6	1,068	1,7
657	-2794	29.07.10	29,5	89	24,7	769,5	1,295	114,5	128,5	891,2	1,075	1,8
319	-2778	17.07.11	30,2	81	21,2	678,1	1,599	152,8	175,8	869,0	1,048	-5,1
319	-2778	17.07.11	30,2	81	21,9	673,2	1,605	167,2	192,5	868,0	1,047	-3,5
318	-2796	17.07.11	29,0	80	24,9	677,4	1,655	194,3	225,2	862,7	1,040	-5,0
318	-2796	17.07.11	29,0	80	24,8	678,8	1,652	187,6	217,1	864,2	1,042	-5,5
656	-2789	16.09.11	29,8	90	23,2	730,2	1,368	130,3	148,3	878,7	1,060	1,8
656	-2789	16.09.11	29,8	90	23,3	734,2	1,367	129,6	147,3	879,3	1,060	1,3
320	-2743	20.07.12	22,5	83	14,0	747,4	1,215	70,2	83,4	842,1	1,015	0,6
512	-2798	31.05.13	26,1	91	22,3	751,6	1,305	100,9	113,9	886,0	1,068	1,3
512	-2798	31.05.13	26,1	91	17,9	751,4	1,292	100,3	100,3	887,0	1,070	1,2
404	-2771	13.08.13	20,0	78	15,6	666,2	1,535	136,4	158,8	858,7	1,035	-2,2
308	-2782	12.04.16	31,4	85	18,5	711,7	1,428	138,9	160,4	865,8	1,044	-0,6
308	-2782	12.04.16	31,4	85	18,3	714,0	1,410	136,6	157,5	867,4	1,046	0,3
400	-2767	16.11.16	26,3	86	17,2	680,8	1,481	128,9	148,7	867,0	1,045	-0,7
400	-2767	16.11.16	26,3	86	17,4	679,8	1,484	131,6	152,1	865,0	1,043	-0,7
145	-2694	12.07.18	28,0	84	15,9	773,2	1,238	80,1	90,7	883,0	1,065	1,2
145	-2694	12.07.18	28,0	84	16,1	762,9	1,270	91,1	102,9	885,0	1,067	1,4

917,1 – проблемы с качеством данных

Изменение газосодержания по пробам может происходить по следующим причинам:

- наличие в залежи нефти в насыщенном состоянии, например, в залежах с газовой шапкой;
- в залежах с низкопроницаемым коллектором для извлечения нефти из пласта требуются высокие депрессии, что приводит к разгазированию флюида на глубине отбора;
- в залежах тяжёлой нефти всегда используются высокие депрессии, что негативно сказывается на качестве отбора глубинных проб;
- отбор глубинных проб на участках, затронутых длительной эксплуатацией залежи;
- разделение залежи на гидродинамически не связанные регионы.

Анализ и обоснование свойств пластового флюида пласта Ю-V месторождения *H* может являться примером того, как метод усреднения привёл к ошибкам в оценке запасов углеводородов. В табл. 1 представлены результаты PVT исследований глубинных проб по этому пласту. За 18 лет изучено 28 проб пластового флюида. Согласно последнему проведённому подсчёту запасов в 2019 г., после отбраковки параметры оставшихся проб усреднились и были приняты к подсчёту запасов.

Параметры пластовой нефти, полученные в процессе усреднения, часто не имеют связи между собой. Если проверить принятые параметры по формуле материального баланса [1], то выяснится, что экспериментальный объёмный коэффициент отличается от рассчитанного по материальному балансу на 1,6%. Это проблема низкого качества лабораторных анализов, и она, как правило, не принимается во внимание при проведении подсчёта запасов. В результате этого к подсчёту принимаются несвязанные друг с другом параметры пластового флюида, а при моделировании становится невозможным получить модель с принятыми при подсчёте параметрами. Модель пластового флюида всегда строится на физических основах, заложенных Менделеевым и Клапейроном. Для реальных флюидов взаимосвязь параметров описывается уравнением Ван-дер-Ваальса [1], которое в современной модификации для моделирования углеводородов представлено уравнениями фазового состояния в двух вариантах: Пенга и Робинсона или Соаве, Ридли и Квонга [1]. При отсутствии физической связи между

параметрами достичь хорошей сходимости в модели не удастся.

Но основной проблемой в рассматриваемом примере стала заметная дифференциация свойств по пробам. Даже если отбраковать очевидно некорректные значения 842 и 917 кг/м³, плотность сепарированной нефти будет варьироваться по пробам от 860 до 890 кг/м³, т.е. разница составит 30 кг/м³. Газосодержание пластовой нефти изменяется от 10 до 194 м³/м³. Диапазоны изменения этих параметров позволяют усомниться в правильности использованного метода усреднения при обосновании подсчётных параметров пластового флюида.

Построив простой график зависимости давления насыщения от газосодержания пластовой нефти, можно легко визуализировать проблему значительной вариации плотности сепарированной нефти и газосодержания пластовой нефти по пробам. На рис. 1 видно, что все пробы разделяются на 2 группы, каждая из которых подчиняется своей корреляции. На начальном этапе анализа данных для выявления разных типов флюидов можно строить обычные линейные аппроксимации с обязательным пересечением их в точке (0; 0,1), соответствующей отсутствию растворённого газа в нефти при стандартном давлении. В дальнейшем необходимо использовать реальные кривые этих флюидов, построенные по результатам определения состава пластовой нефти с использованием настроенного на экспериментальные данные (PVT) уравнения фазового состояния (рис. 1). Каждая кривая характеризует свой коэффициент растворимости данного типа нефти. Так, более тяжёлые 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 корреляции и 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 очевидно, что пробы первой и второй группы разделяются латерально на два не пересекающихся региона – западный и восточный, а разница в свойствах этих

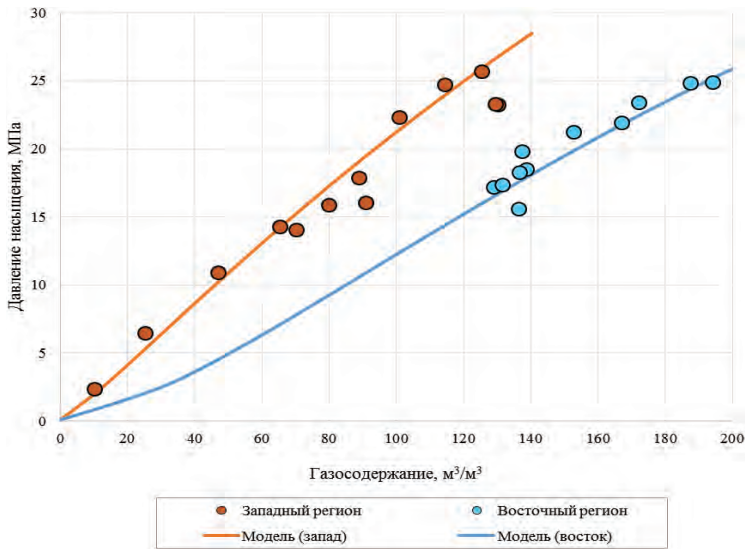


Рисунок 1. Зависимость давления насыщения от газосодержания. Пласт Ю-V

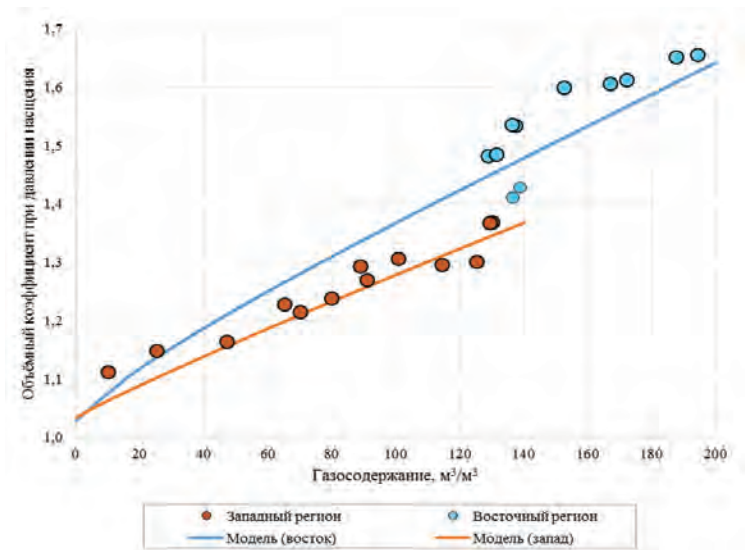


Рисунок 2. Зависимость объемного коэффициента от газосодержания. Пласт Ю-V

типов флюида связана с отсутствием гидродинамической связи между этими регионами пласта Ю-V. Возможные причины отсутствия связи в пласте должны быть обоснованы профильными специалистами при детальном изучении геологии залежи.

На рис. 2 приведена зависимость объемного коэффициента при давлении насыщения от газосодержания пластовой нефти. Разная растворимость двух типов флюидов в меньшей степени контрастирует на этом графике, чем на рис. 1, но тем не

менее она также хорошо прослеживается. Высокая погрешность измерения объемного коэффициента для проб восточного региона не позволила идеально описать эти пробы моделью. К сожалению, это – часто встречающаяся причина, и связана она не с качеством настройки уравнения состояния, а с качеством самих экспериментальных замеров. В табл. 1 можно увидеть, что с более лёгкими пробами восточного региона связаны максимальные расхождения замеренного объемного коэффициента с

расчётом по формуле материального баланса, значения которых достигают 5,5%. Диапазон отклонений вполне достаточен, чтобы все пробы восточного региона легли на модельную линию на рис. 2.

Формулу материального баланса [1] для параметров пластовой нефти после стандартной сепарации можно легко вывести, но, к сожалению, далеко не всегда её используют для оценки качества данных. Эта формула должна на постоянной основе использоваться в лабораториях, для контроля качества измеряемых параметров:

$$B_o = \frac{(R_s \cdot \rho_g + \rho_o)}{D_o}$$

где

B_o – объёмный коэффициент пластовой нефти;

D_o – плотность пластовой нефти, кг/м³;

R_s – газосодержание пластовой нефти, м³/м³;

ρ_o – плотность дегазированной нефти, кг/м³;

ρ_g – плотность газа сепарации, кг/м³.

На рис. 3 приведена зависимость давления насыщения от газосодержания пластовой нефти одного из гигантских газоконденсатно-нефтяных месторождений. Приведены результаты исследования более 100 глубинных проб, отобранных до начала разработки месторождения и через 2 года после. 2 года – это небольшой срок для месторождения, которое разрабатывалось более 50 лет. Вместе с тем мы видим

большой диапазон изменения параметров по пробам. Главной причиной этого стал один из вышеперечисленных критериев – насыщенное состояние пластовой нефти в залежи с газовой шапкой. Отбор однофазных глубинных проб пластовой нефти, соответствующих начальному состоянию, в залежах с газовой шапкой возможен только при минимальной депрессии и вблизи глубины водо-нефтяного контакта (далее – ВНК). Однако в данном случае высота оторочки не превышала 80 м, и никто не ставил цель отобрать пробы из интервала притока вблизи ВНК. Кроме того, имелись и проблемы с подготовкой скважины к пробоотбору. В результате проведённой работы в подсчёт запасов ушли цифры параметров, соответствующие усредненным величинам по всем этим пробам (красная точка на рис. 3 соответствует средним параметрам, жёлтая – насыщенному состоянию на глубине газо-нефтяного контакта (далее – ГНК).

Сейчас уже имеется понимание того, что в залежах с газовой шапкой нефть залегает в насыщенном состоянии на ГНК. Но не всегда есть понимание того, как быть с недонасыщенной пластовой нефтью. Если пластовая нефть сильно недонасыщена, коллектор хороший, а залежь большая, то это даёт возможность при разработке залежи извлекать пластовый флюид в однофазном состоянии. В этом случае, если пробоотбор выполнен качественно, дифференциация свойств будет минималь-

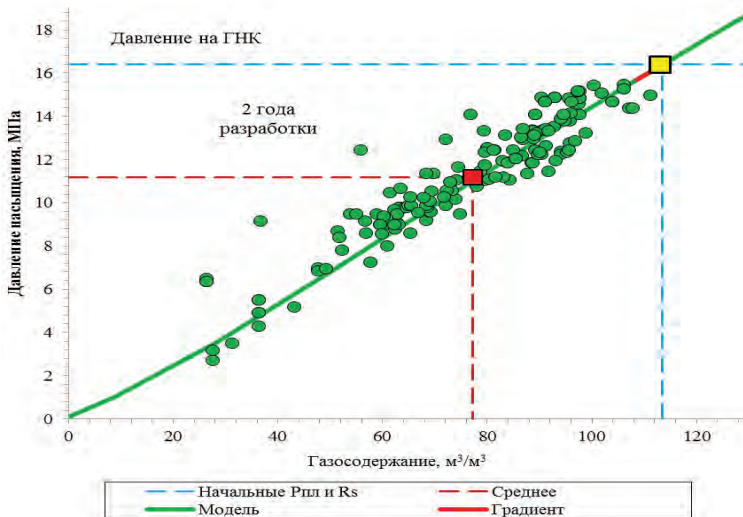


Рисунок 3. Зависимость давления насыщения пластовой нефти от газосодержания гигантского газоконденсатно-нефтяного месторождения

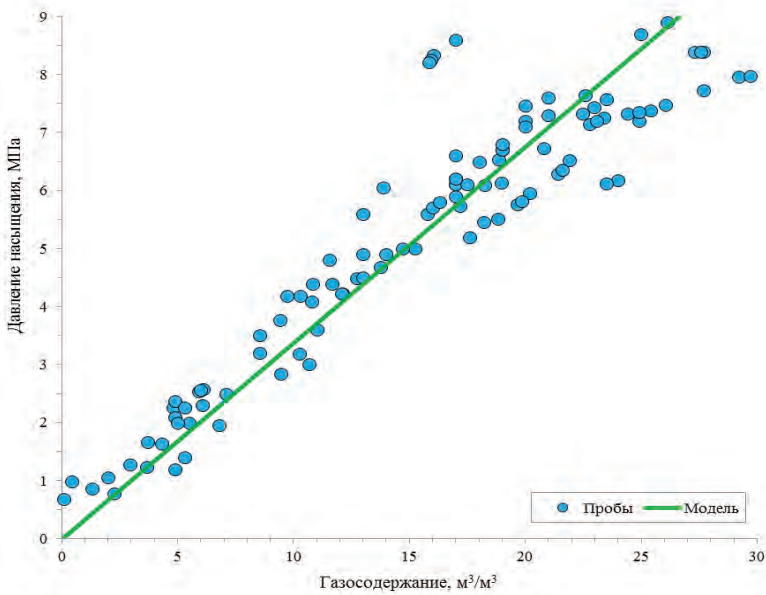


Рисунок 4. Зависимость давления насыщения от газосодержания тяжёлой пластовой нефти

ной, и мы не увидим никаких корреляций на графиках зависимости параметров. Но если разница между давлением насыщения пластовой нефти и пластовым давлением невелика, или порода-коллектор является низкопроницаемым, или нефть в пласте тяжёлая, то вероятность отбора глубинной пробы, соответствующей начальному состоянию, будет стремиться к нулю, т.к. любая депрессия на пласт, способная вызвать приток к забою скважины, приведёт к разгазированию флюида в призабойной части пласта и на глубине отбора.

На рис. 4 представлена зависимость давления насыщения от газосодержания залежи с тяжелой пластовой нефтью. Все пробы отобраны до начала разработки месторождения. Мы видим, что взаимосвязь свойств удовлетворительно прослеживается по всему диапазону значений газосодержания.

Если рассмотреть рис. 1–4, а также данные множества других месторождений, где можно наблюдать изменения газосодержания в большом диапазоне, то можно понять, что их объединяет: сложность отбора проб пластового флюида, соответствующего начальным пластовым условиям. Легко отобрать разгазированные пробы, газ из которых в той или иной степени уже выделился, но очень сложно отобрать начальные пробы. Именно поэтому, как правило, по таким залежам не

очень много идентичных параллельных проб, да и те не всегда подтверждают качество пробоотбора ввиду противоречия с другими параллельными пробами. Еще меньше имеется проб, отобранных из тех же скважин другими лабораториями, а те, что имеются, различаются между собой. Всё это связано с проблемой воспроизводимости отбора проб с одними и теми же свойствами флюида в условиях отбора проб из двухфазного потока.

Поддающееся количество проб по всем месторождениям имеют либо начальные свойства пластовой нефти, либо свойства частично разгазированного флюида. В некоторых случаях пробоотборники отбирают двухфазный флюид, когда газа в пробоотборнике оказывается больше, чем может раствориться в пробе нефти при начальном пластовом давлении. В этом случае зачастую в лаборатории излишки газовой фазы удаляют и проводят анализы по насыщенной пластовой нефти. И в очень редких случаях, когда при двухфазном отборе количество газа оказывается меньше, чем необходимо для перевода пробы в насыщенное состояние, но больше, чем в начальном пластовом флюиде. Вероятность попадания в пробоотборник строго дозированного количества газа, необходимого для полного насыщения пластовой нефти, и отсутствия «газовой шапки» при начальном пластовом давлении очень мала.

В случае попадания в пробу излишков газа коэффициент корреляции свойств уменьшается ввиду повышенного разброса значений свойств (давление насыщения, объёмный коэффициент) в диапазоне высоких значений газосодержания. Объясняется это тем, что газ, выделяющийся из пластовой нефти при снижении давления, всё время меняет свой состав согласно равновесности компонентов в жидкой и газовой фазах. Однако в нашем случае избыточный газ соответствует либо первой ступени разгазирования пластовой нефти, либо смеси нескольких ступеней разгазирования, и не обладает составом и свойствами равновесного газа для начальной пластовой нефти. Добавление избыточной порции неравновесного газа к начальной пластовой нефти, как правило, приводит к получению свойств флюида, которые не согласуются с кривыми, рассчитанными по модели. Это является одним из критериев отбраковки таких проб.

Для недонасыщенной пластовой нефти одной гидродинамически связанной залежи при наличии больших вариаций газосодержания необходимо принимать значения параметров по пробам с максимальными значениями газосодержания согласно построенной модели пластового флюида. Конечно, это решение требует тщательного анализа дополнительной промысловой информации и подтверждения данных фактов из различных источников. Тем не менее принятие средних значений по любому из приведённых примеров и других подобных месторождений привело и может привести к ошибкам в оценке запасов и недостоверному прогнозу добычи месторождения.

Ещё одним важным моментом, который не учитывается при 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 искажениям фактической информации.

Необходимо напомнить, что параметры пластовой нефти должны приниматься в подсчёте запасов по результатам разгазирования, ступени которого соответствуют условиям ступеней промысловой сепарации или, как минимум, первой её ступени [2].

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 фазового состояния. Для этого создаётся модель пластового флюида с использованием данных по составу пластовой нефти. Параметры уравнения состояния подстраиваются так, чтобы результаты расчёта сходились с результатами экспериментальных исследований (стандартная сепарация и др.), и после подтверждения удовлетворительной сходимости модели проводится расчёт параметров ступенчатой сепарации. Полученные параметры используются при защите свойств пластового флюида в государственной комиссии по запасам РК (далее – ГКЗ). Только в этом случае результаты промысловых замеров, расчёты прогноза добычи и подсчётные параметры пластовой нефти, принятые в ГКЗ, будут сходиться.

Есть условия (например, пластовая температура 20°C) и типы пластовых флюидов (например, тяжёлая нефть), при которых разница между видами разгазирования будет минимальной или полностью отсутствовать. В этих условиях проведение экспериментов по разным видам разгазирования не приведёт к получению полезной информации, а иногда проведение этих исследований просто невозможно выполнить по техническим причинам.

Результаты лабораторной ступенчатой сепарации иногда не соответствуют ступеням промысловой сепарации. В этом случае также используются расчёты по модели пластового флюида, настроенной на все имеющиеся экспериментальные данные.

В табл. 2 приведено сравнение ранее принятых параметров пластовой нефти с новыми параметрами, разделёнными на регионы, пласта Ю-V месторождения Н. В результате переинтерпретации первичной информации о свойствах пластовой нефти запасы нефти изменились на 13% (8 млн т), запасы растворённого в нефти газа – на 3% (400 млн м³).

В заключение важно еще раз отметить, что использование статистических подходов к анализу и обоснованию свойств пластового флюида должно быть сведено к минимуму, т.к. помимо природных вариаций

свойств пластового флюида имеются также естественные причины изменения свойств, связанные с невозможностью отобрать пробу, идентичную начальному пластовому флюиду.

Таблица 2. Сравнение параметров, утвержденных при подсчёте запасов и новых, рекомендуемых к защите параметров

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

Список использованной литературы

1. Whitson C.H., Brule M.R. Phase Behavior // SPE Monograph, vol.20. – USA, Texas, 2000.
2. Гороян В.И. Изучение процессов разгазирования нефти. – М., Гостоптехиздат, 1963.

МҰНАЙ ҚОРЛАРЫН ЕСЕПТЕУДЕГІ ҚАБАТТЫҚ МҰНАЙДЫҢ ҚАСИЕТТЕРІН НЕГІЗДЕУДЕ ҚОЛДАНЫЛАТЫН ӘДІСТЕМЕЛІК ТӘСІЛДЕР

П.А. Гужиков, К.М. Күнжарықова, Е.Е. Утеубаева

Мұнай қорларын есептеуде қолданылатын қабаттық мұнай қасиеттерін негіздеудің дәстүрлі тәсілдері мұнай қорларын есептеу кезінде қателіктерге және көмірсутегі шикізатын өндіруді сапалы модельдеу мен болжаудың мүмкін еместігіне жиі әкеледі.

Мақалада қабаттық мұнай қасиеттерін орташаландыру әдісі қабаттық мұнай мен ерітілген газ қорларын бағалаудағы қателіктерге әкелген мысалдары келтірілген. Қабаттық мұнай қасиеттерін сапалы түрде негіздеу үшін параметрлердің физикалық байланыстылығына негізделген әдістерді қолдану қажет. Мақалада деректерді талдау кезінде назарға алынуы тиіс флюидтің аймақтарға бөлу критерийлері, сондай-ақ, қабылданатын параметрлердің сапасын тексеру құралдары да келтіріледі.

Түйінді сөздер: қабаттық мұнай қасиеттері, есептеу параметрлерін негіздеу, PVT.

METHODOLOGICAL APPROACHES TO JUSTIFICATION OF RESERVOIR OIL PROPERTIES FOR ESTIMATION OF RESERVES

P.A. Guzhikov, K.M. Kunzharikova, Y.Y. Uteubayeva

Traditional approaches for justification the properties of reservoir oil, used in calculating reserves often lead to errors in estimation of reserves and the impossibility of high-quality modeling and forecasts of hydrocarbon production.

The article gives examples where the method of averaging the properties of reservoir oil has led to errors in estimating the reserves of reservoir oil and dissolved gas. To qualitatively substantiate the properties of reservoir oil, methods based on physical parameter correlations should be used. Article also provides criteria for dividing the fluid into regions, which must be taken into account when analyzing the data, as well as tools for checking the quality of the received parameters.

Keywords: properties of reservoir oil, justification of estimated parameters, PVT.

Информация об авторах

Гужиков Павел Анатольевич – консультант, guzhikov@pvt.expert.

DeGolyer & MacNaughton, филиал в Республике Казахстан, г. Нур-Султан

Кунжарикова Клара Мырзахановна – начальник отдела исследований пластовых флюидов, k.kunzharikova@kmg.kz.

Утеубаева Ельдана Ельмуратовна – инженер отдела исследований пластовых флюидов, y.uteubayeva@kmg.kz.

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

УДК 541.64:678.745 (088.8)

СИНТЕЗ И ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ НОВОГО СОПОЛИМЕРА, ПРИМЕНЯЕМОГО В КАЧЕСТВЕ ФЛОКУЛЯНТА, СТРУКТУРООБРАЗОВАТЕЛЯ И БИОЦИДНОГО МАТЕРИАЛА

Н.С. Тельманова, А.Г. Габдуллин, Б.Б. Кусаимов

В настоящее время перспективным направлением в области синтеза полимеров является получение водорастворимых высокомолекулярных соединений, которые могут быть использованы в качестве флокулянта для очистки сточных вод, а также в качестве биоцидных материалов для подавления роста коррозионно-опасных микроорганизмов, в частности, против сульфатредуцирующих бактерий. Объектом исследования является синтезированное полимерное поверхностно-активное вещество (поли-ПАВ) – сополимер N,N-диметил-N,N-диаллиламмоний хлорида с N-[(3-триметиламино)пропил]метакриламидом (ДМДААХ–ТМАПМА) с различным мольным составом. Мольный состав и структура синтезированных сополимеров установлены методами кондуктометрического титрования, ИК- и ЯМР- спектроскопии.

Ключевые слова: радикальная сополимеризация, сополимер, флокулянт, структурообразователь, биоцидный материал.

Актуальность проблемы

Водорастворимые полимеры находят широкое применение в различных областях промышленности, сельском хозяйстве, медицине. Их использование в процессах водоподготовки, очистки промышленных сточных вод, фармацевти-

ческой промышленности и др. связано с решением проблем синтеза новых полифункциональных полимеров с комплексом заданных свойств. В этом плане особый интерес представляет получение полимеров на основе выпускаемого в промышленности N,N-диметил-N,N-диаллиламмоний хлорида (ДМДААХ). К настоящему времени изучена сополимеризация ДМДААХ