

Академик А. П. КРЫЛОВ, Г. Г. ВАХИТОВ, Г. Ф. ТРЕБИН,
Ю. В. КАПЫРИН, М. Д. РОЗЕНБЕРГ, А. В. САВИНИХИНА

О СУЩЕСТВОВАНИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ, НАСЫЩЕННЫХ ТВЕРДОЙ ФАЗОЙ

Известно, что углеводороды в зависимости от их состава и условий залегания, главным образом температуры и давления, могут находиться в недрах в различных фазовых состояниях — газообразном, жидком и твердом и могут в одной и той же залежи быть одновременно в двух и даже трех состояниях при весьма различном соотношении фаз. В процессе разработки залежей углеводородов в пласте обычно изменяются условия их залегания — давление и температура. В зависимости от состава углеводородов эти изменения могут приводить к переходу некоторой части углеводородов из одного фазового состояния в другое. Это изменяет условия фильтрации жидкостей и газов в пласте, что, в свою очередь, потребует соответствующего учета при установлении оптимальной системы разработки пластов. Однако до последнего времени не были получены условия выпадения твердой фазы из жидких углеводородов, и потому влияние этого явления на технологию их извлечения не учитывалось (¹). Максимальное изменение давления может составлять несколько сот атмосфер, увеличивается до 400—600 и уменьшается до 10—20 кг/см². Изменение температуры возможно на десятки градусов, и в пределе температура пласта может снижаться до температуры закачиваемой воды, 5—10°. Изменение термодинамических условий может приводить к изменению состава жидких углеводородов: в основном, за счет выделения легких фракций 200—300 м³/м³ в первоначальных пластовых условиях до практически полного их удаления.

Нами исследовались условия выпадения твердых углеводородов из пластовых нефтей при изменении давления, температуры и газосодержания в вышеприведенных пределах. Коэффициент изменения температуры насыщения нефти парафином от давления в исследуемом диапазоне остается постоянным и близок к 0,02°/атм. Изменение температуры насыщения от газосодержания характеризуется коэффициентом 0,1° на 1 м³/м³.

Установлено, что нефти в природных условиях могут быть как не насыщены твердой фазой, так и насыщены. Есть основания полагать, что возможно существование нефтей совместно с выделившейся из них твердой фазой.

Насыщенность твердой фазой (парафином) определялась путем сопоставления температуры насыщения пластовых нефтей с первоначальной температурой пластов. Экспериментальное определение температуры насыщения с целью повышения надежности результатов проводилось несколькими методами, основанными на регистрации изменения различных свойств нефти при возникновении в ней твердой фазы. Для этого были созданы новые и усовершенствованы известные способы и приборы (^{2, 3}).

Визуальное наблюдение за появлением кристаллов парафина производилось при помощи микроскопа в специальной камере со смотровыми стеклами, позволяющей проводить определения при давлении до 500 кг/см² и температуре до 100°. Этот метод позволял также определять линейные размеры выпадающих кристаллов, которые составили величины от 5 до 30 мкм и оказались сопоставимыми с размерами пор продуктивных коллек-

Таблица 1

Месторождение	ММ свб.	Интервал перфорации, м	Дата (мес./год)		Температура, °С	
			ввод в эксплуатацию	исследование	насыщения нефти парафином	пласта
Узень	2	1173–1194	XI/65	XII/65	59	60
	21	1240–1295	IX/65	VII/67	61	62
	37	1190–1228	VI/65	VII/65	61	61
	38	1165–1200	IV/65	VI/67	60	60
	50	1112–1126	XI/64	V/67	56	56
Битков	553	1957–2216	X/62	V/63	45	54
	580	1740–2020	III/63	VIII/63	42	47
Гвизд	100	2042–2046	XII/64		45	52
Лениногорское (C ₁ ²)	5061			1968	16–17	20 *
Зай-Каратайское (C ₁ ²)	15106			1968	16–17	20 *
Ташляирское (C ₁ ²)	15150			1968	16	20 *

* Среднее по площади.

торов. Фотометрические измерения производились как в видимой, так и инфракрасной областях спектра. При термографических измерениях были использованы сосуды высокого давления, рассчитанные для работы до 300 кг/см² и температуре до 150°, регистрация термограмм производилась на приборе ФРУ-64. Определение температуры насыщения ультразвуковым методом производилось путем измерения поглощения ультразвуковых волн (частота колебаний 1 и 3 МГц). Ультразвуковая камера позволяла производить измерения при давлении до 600 кг/см² и температуре до 150°.

Объектами исследования служили нефти ряда месторождений Казахстана, Татарской АССР, Украины и др. Состав нефтей полностью соответствовал их составу в естественных условиях.

В качестве примера, показывающего существование месторождений жидких углеводородов, насыщенных или близких к насыщению твердой фазой, в табл. 1 приведены некоторые результаты экспериментальных исследований нефти ряда месторождений.

Из таблицы следует, что температура насыщения пластовой нефти, отобранной из скважины, для одних залежей практически совпадает, для других — близка к температуре продуктивного пласта. Полученные результаты позволяют сделать вывод, что нефти рассматриваемых месторождений в первоначальных пластовых условиях насыщены твердой фазой (парафином) или близки к насыщению (*).

Исследования условий выпадения парафина были выполнены для нефтей месторождений основных нефтедобывающих районов. На основании полученных экспериментальных данных была построена зависимость температуры насыщения нефти парафином от содержания парафина в нефти

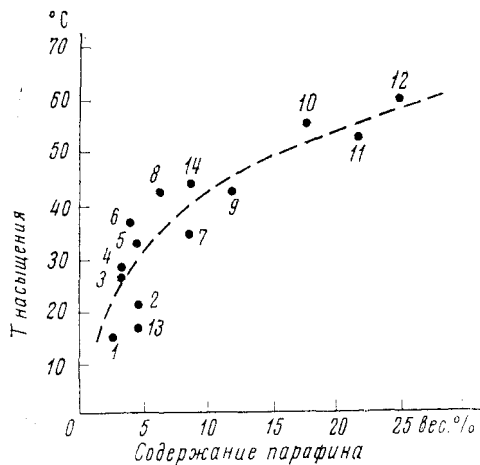


Рис. 1. Зависимость температуры насыщения пластовой нефти парафином от содержания парафина в нефти. 1 — Салымское, 2 — Ромашкино, 3 — Бавлы, 4 — Усть-Балык, 5 — Тетеревское, 6 — Пашня, 7 — Долина, 8 — Уса, 9 — Битков, 10 — Карамандыбас, 11 — Жетыбай, 12 — Узень, 13 — Лениногорское, Ташляирское, Зай-Каратайское, 14 — Гвизд

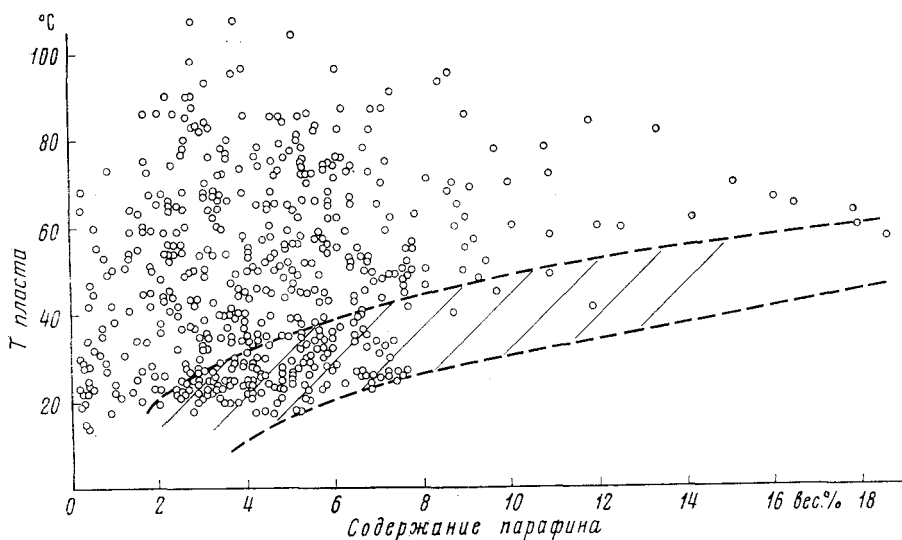


Рис. 2. Распределение содержания парафина в нефти и температура пласта по залежам Советского Союза

(рис. 1). Наиболее вероятной причиной разброса данных является различие состава и химического строения углеводородов. Полученная зависимость может быть использована для ориентировочной оценки температуры, при которой из нефти начинает выпадать твердая фаза.

С целью оценки количества месторождений, нефти которых насыщены или близки к насыщению твердой фазой, были обобщены материалы по температуре продуктивных пластов и содержанию парафина в нефти по 850 залежам основных нефтедобывающих районов СССР (рис. 2).

На графике выделена область, характеризующаяся наличием таких условий залегания и состава углеводородов, для которых изменение первоначальных термодинамических условий при их извлечении может приводить к выпадению и осаждению парафина в пласте. Границы области определены из зависимости температура насыщения — содержание парафина (см. рис. 1) и на основании встречающихся в практике извлечения углеводородов из недр величин изменения давления, температуры и газосодержания (с учетом коэффициентов изменения температуры насыщения нефти парафином от давления и газосодержания). Размеры этой области, по-видимому, можно считать максимальными, так как наиболее часто наблюдаемые изменения условий залегания углеводородов в процессе их извлечения, как правило, не достигают указанных выше величин.

Анализ этих данных показал, что в области, выделенной на рис. 2, находится около 25% всех рассмотренных месторождений. Это указывает на то, что жидкие углеводороды данных месторождений насыщены или близки к насыщению твердой фазой в естественных условиях.

Всесоюзный нефтегазовый научно-исследовательский институт
Москва

Поступило
20 VI 1975

ЦИТИРОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА

- ¹ А. П. Крылов, Тр. Всесоюз. нефтегазовый н.-и. ин-т, в. 54, 3 (1968). ² Г. Ф. Требин, Ю. В. Капырин, В. Н. Балусев, Зав. лаб., № 8, 996 (1971). ³ Г. Ф. Требин, Ю. В. Капырин, Тр. Всесоюз. нефтегазовый н.-и. ин-т, в. 53, 93 (1970). ⁴ Г. Ф. Требин, Ю. В. Капырин, Нефть, № 8, 39 (1964).