Информационные сообщения

УДК 550.832.9

А. А. Шакиров
АО НПП «ВНИИГИС»

ПЕРСПЕКТИВЫ И ПРОБЛЕМЫ ОТБОРА ПРОБ СКВАЖИННОГО ФЛЮИДА В НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

Приведены сведения о пробоотборниках для отбора герметичных проб скважинного флюида, разрабатываемых в АО НПП «ВНИИГИС». Указаны направления развития технологии отбора. Анализируются дальнейшие пути развития технологии отбора представительных проб, оценивается их целесообразность.

Ключевые слова: пробоотборники, скважинный флюид, нефтяные и газовые скважины, азотная компенсация.

Пробоотборники предназначены для отбора представительных проб скважинного флюида в нефтяных и газовых скважинах. В АО НПП «ВНИИГИС» разработаны и серийно выпускаются пробоотборники проточного и непроточного типа, структурные схемы которых представлены на рис. 1. Для отбора герметичных проб жидкости и газа на заданной глубине ВНИИГИС в своем арсенале имеет пробоотборники ПГМ-28-300, ПГМ-36-300, ППГ-36-300, СПГ-65 и т. д. Для проведения гидродинамических исследований скважин (ГДИС) в дополнение к пробоотборнику ПГМ-36-300 разработан автономный манометр МТГ-25 [2–4]. Подробные технические характеристики на эти приборы размещены на web-сайте ВНИИГИС www.vniigis.com.

Интерес к технологии отбора представительных проб в последнее время снова возрос в связи с деятельностью иностранных компаний на геофизическом рынке России, которые стали предлагать технологию отбора проб с азотной компенсацией.

Стали актуальными такие вопросы, как отбор проб в межколонном пространстве и азотная компенсация отбираемой пробы. ВНИИГИС совместно с ПАО «Татнефть» в настоящее время проводит работы по внедрению новой линейки пробоотборников для работы в межколонном пространстве. Требования к этим пробоотборникам существенно отличаются: диаметр скважинного прибора – не более 28 *мм*; длина – не более 2000 *мм*; объем пробы – не менее 300 *мл*. В настоящее время проводятся пусконаладочные работы на эксплуатационных скважинах ПАО «Татнефть».

Принцип использования пробоотборников с азотной компенсацией основан на компенсации потери давления в контейнере при падении температуры в процессе подъема пробы на поверхность за счет «поджатия» этой пробы энергией азота из специального контейнера в пробоотборнике. На взгляд автора, конструктивно проще была бы компенсация падения температуры при подъеме пробы. Однако есть утверждения, что изменение геометрических размеров пробоотборника при подъеме также влияет на представительность пробы.

Следует отметить, что технология с азотной компенсацией требует значительных финансовых затрат, особенно в нефтеносных провинциях, которые находятся за Уралом, так как заводы – производители азота находятся в европейской части России. Кроме того, требуются специальное оборудование для хранения баллонов с азотом и специальные помещения для заправки пробоотборников со строгим соблюдением техники безопасности.

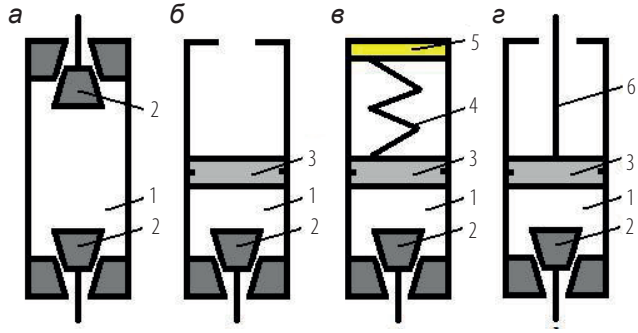

Рис. 1. Структурные схемы типовых пробоотборников: *а* – проточного типа; *б, в, г* – непроточного типа; *1* – приемная камера; *2* – клапан; *3* – поршень; *4* – гидравлическое сопротивление; *5* – балластная камера; *6* – тяга

Попытаемся рассмотреть вопрос, насколько эффективно и целесообразно применение технологии отбора проб с азотной компенсацией.

Вначале подчеркнем, что только строгое соответствие отработанной технической программе отбора пластовых флюидов позволяет обеспечить специалистов нефтяных компаний представительными пробами углеводородного сырья. Проба должна отбираться за пределами области графика, показанной на рис. 2 желтым цветом, и в тех же термобарических условиях должна транспортироваться к пункту исследования, иначе снижение температуры вызовет отложение парафинов и гидратов, а при снижении давления происходит и отложение асфальтенов, то есть полностью искажается состав флюида. При снижении давления ниже уровня насыщения нефти газом будет происходить разгазирование нефти. Если проба представляет собой ретроградный газ, то снижение температуры приведет к образованию жидкой фазы.

Следовательно, при подъеме на поверхность проба может испытывать четыре фазовых перехода:

– кристаллизация парафинов и гидратов;
– выпадение асфальтенов;
– разгазирование нефти;
– конденсация газа.

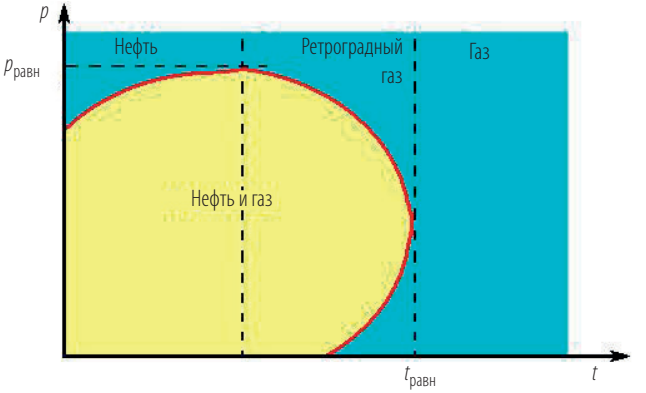

Рис. 2. Диаграмма фазового состояния пластового флюида в зависимости от давления и температуры ($t_{равн}$ – максимальная температура равновесного состояния жидкости и газа; $p_{равн}$ – максимальное давление равновесного состояния жидкости и газа)

Следует подчеркнуть, что только асфальтены после выпадения полностью или частично нерастворимы в нефти. Кроме того, выпадение асфальтенов наблюдается в довольно ограниченном диапазоне свойств пластовых флюидов. Другие фазовые переходы обратимы [1].

Возникает вопрос, стоит ли это обстоятельство дополнительных затрат на переход к дорогостоящей технологии азотной компенсации?

Выводы

1. Пробоотборники АО НПП «ВНИИГИС» охватывают все группы типовых пробоотборников пластового флюида, обеспечивают отбор проб от сухого, жирного, ретроградного газа до летучей, черной и тяжелой нефти.

2. Дальнейшее развитие технологии применения пробоотборников идет по пути расширения функциональных возможностей и условий их применения, а именно: пробоотборники, управляемые по каротажному кабелю, полностью автономные скважинные приборы, автономные пробоотборники с беспроводным каналом связи; пробоотборники для классических, наклонных и горизонтальных скважин.

3. Для соответствия условиям применения пробоотборники должны быть обеспечены надежной технической программой проведения работ.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Унгер Ф. Г., Андреева Л. Н.* Фундаментальные аспекты химии нефти. Природа смол и асфальтенов. Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1995. 192 с.

2. *Шакиров А. А.* Пробоотборники для нефтегазовых скважин // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2016. Вып. 7 (265). С. 159–162.

3. *Шакиров А. А.* Технология отбора проб в горизонтальных скважинах // Материалы Международной научно-практической конференции «Горизонтальные скважины и ГРП в повышении эффективности разработки нефтяных месторождений». Казань, 2017. С. 292–294.

4. *Шакиров А. А., Гуторов Ю. А.* Современный геофизический информационно-коммуникационный комплекс для гидродинамических исследований коллекторов нефти и газа. Уфа: УГНТУ, 2012. 374 с.