

Ш. Р. Галлямов, О. М. Дубровин, А. В. Месропян, К. А. Хисматуллин

ПРОБООТБОРНИК ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА

Представлен пробоотборник пластового флюида с электрогидравлической системой управления. Приведена компоновка прибора. Представлены результаты прочностных расчетов штока гидравлического цилиндра пробоотборника. Рассмотрена оценка подвижности пластового флюида по кривой падения и кривой восстановления давлений. *Пробоотборник пластового флюида; кривая падения давления; кривая восстановления давления; гамма-каротаж; центраторы; модуль телеметрии; камера хранения; клапан разрежения*

При разработке нефтяных и газовых месторождений России с различными геологическими, пластовыми и скважинными условиями и состоянием стволов скважин и пластовых флюидов широко применяются испытатели пластов на кабеле, которые дают возможность проводить измерения для построения профиля пластового давления, профиля подвижности пластового флюида, производить оценку характера насыщения, проводить глубинный анализ пластовых флюидов.

На сегодняшний день существуют несколько вариантов испытателей пластов известных мировых лидеров на рынке геофизического оборудования, таких как Baker Hughes, Halliburton, Schlumberger и др. Каждый из них предлагает к услугам испытатели пластов различных компоновок, позволяющих решать различные задачи при проведении исследований свойств пластового флюида. Baker Hughes предлагает к использованию прибор RCISM, Halliburton предлагает прибор SFTT, Schlumberger предлагает прибор MDT. Все перечисленные приборы позволяют производить отбор глубинных PVT проб с поддержанием пластовых условий (давления и температуры) с целью сохранения однофазного состояния.

Понимание природы пластовых флюидов весьма важно для оптимизации заканчивания, проектирования наземных сооружений и стратегий разработки месторождений. Давление насыщения и вязкость относятся к параметрам флюида, которые определяют экономическую целесообразность разработки месторождения. Глубинный анализ пластового флюида представляет собой эффективный инструмент для определения изменений композиционного состава и часто упускаемой расчлененности разрабатываемых

коллекторов. Отбор проб пластового флюида на раннем этапе разработки скважины предоставляет уверенность в наличии всех необходимых данных для планирования заканчивания и принятия решений. Это особенно важно для пластов с тяжелыми составами нефти, когда обеспечение стабильности притока является одной из основных проблем [1].

При технологических операциях по отбору проб, включающих опробование пласта испытателями RCISM и SFTT, и отбору проб в поверхностных условиях, существуют два основных риска – чрезмерное загрязнение пластовых флюидов фильтратом бурового раствора в результате смешивания и фазовые изменения, являющиеся результатом чрезмерной депрессии. Проработка вопросов, связанных с разработкой и внедрением новых технических средств, обеспечивающих взятие проб с сохранением пластовых условий, качественного, количественного и фазового состава представительских проб флюида в настоящее время особенно актуальна, это будет способствовать обеспечению технического и технологического совершенства отечественных разработок, в том числе и при работе с «тяжелой» нефтью.

История развития испытателей пластов на кабеле начинается с 1955 г., когда была поставлена задача, получить качественную пробу нефти из пласта с минимальной степенью загрязненности буровым раствором (см. рис. 1) [2]. На сегодняшний день перечисленные приборы позволяют выполнять целый ряд задач:

- профилирование пластового давления и эффективной проницаемости;
- отбор PVT проб пластовой жидкости и глубинный анализ пластовой жидкости;
- определение свойств пласта по кривой падения (КПД) и кривой восстановления давлений (КВД);

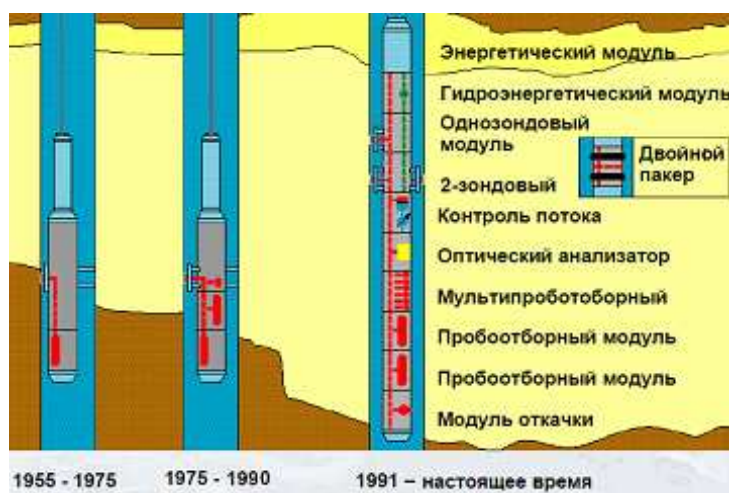


Рис. 1. История развития испытателей пластов на кабеле [2]

- определение анизотропии проницаемости;
- определение минимального горизонтального стресса;
- экспресс испытания и испытания в обсаженных скважинах.

Наряду с положительными свойствами эксплуатации зарубежных приборов имеет целый ряд недостатков:

- высокая стоимость приборов. Все приборы являются по своей конструкции комплексными. В состав приборов входит дорогостоящее оборудование. Так, стоимость одного комплекта приборов с каротажной станцией и подъемником фирмы Halliburton составляет от 30 млн рублей до 45 млн рублей, включая дополнительные модули.

- низкая взаимозаменяемость. Все испытатели пластов являются продуктом зарубежных компаний, изготовленных по своим стандартам и техническим требованиям. В случае выхода из строя какого-либо модуля потребитель зависит от зарубежного производителя, который сам определяет сроки и стоимость ремонта и обслуживания, что невыгодно для отечественных нефтесервисных компаний.

- утечка информации. Фирма Schlumberger не продает свои приборы, а предлагает дорогостоящий сервис отечественному потребителю, в состав которого также входит и интерпретация полученных данных по КПД и КВД, которая выполняется за рубежом. В результате стратегическая информация о состоянии и перспективах недропользования, разведанных запасах углеводородных ресурсов России остается за рубежом, предопределяя, тем самым, возникно-

вание рисков, связанных с информационной безопасностью.

- большие масса и габариты, что предопределяет определенные проблемы при спуско-подъемных операциях и при работе в наклонно-ориентированных и горизонтальных участках скважин.

КОМПОНОВКА ПРИБОРА

С 2006 г. НПП «Керн» ведет совместно с кафедрой прикладной гидромеханики Уфимского государственного авиационного технического университета работы по проектированию испытателя пластов на кабеле (ПЛГК-120). Аналитический обзор существующих и перспективных средств для проведения гидродинамических исследований показывает, что проектируемый пластоиспытатель должен обеспечивать высокую степень безаварийности работ и высокие усилия фиксации герметизирующего элемента проботборника за счет использования электрогидравлической системы с логическим управлением. В состав глубинного модуля пластоиспытателя входит насос, позволяющий прокачивать флюид или скважинную жидкость через проточную часть пластоиспытателя. В режиме реального времени анализируется гидростатическое давление в скважине, давление флюида, температура флюида и фазовый состав флюида. Обеспечить безаварийность работ с таким большим набором функций позволяет запатентованная электрогидравлическая система прибора [3].

В состав пластоиспытателя входят следующие модули рис. 2:

- модуль гамма-каротажа и силовой электроники;
- гидравлический модуль;
- модуль фиксации и расфиксации прибора;
- модуль телеметрии;
- модуль отбора и хранения качественных проб флюида;
- центраторы.

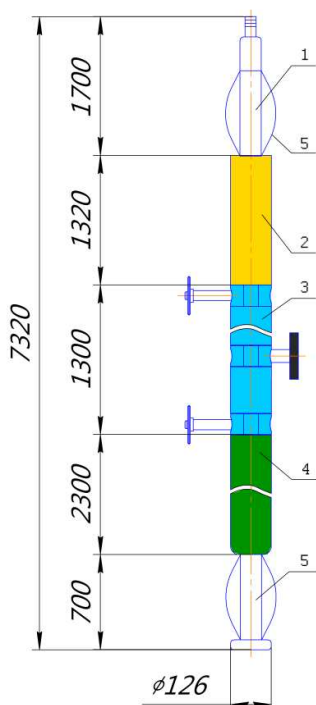


Рис. 2. Компонка пластоиспытателя:
1 – модуль ГК, 2 – гидравлический модуль,
3 – модуль фиксации и расфиксации,
4 – модуль отбора и хранения качественных
проб флюида, 5 – центраторы

Модуль гамма-каротажа (ГК) позволяет осуществлять привязку прибора по глубине опускания в скважине. В состав модуля входят кристаллы типа «натрий-йод» с повышенной чувствительностью рентгеновского излучения. Силовая электроника встроена в модуль ГК, предназначена для управления гидравлическими клапанами и насосной станцией прибора (рис. 3).



Рис. 3. Модуль ГК

В состав гидравлического модуля входят насосная станция (насос аксиально-поршневой с наклонным диском, электродвигатель постоянного тока), электрогидравлические распределители, предохранительный клапан, фильтр напорный и фильтр низкого давления (см. рис. 4). Модуль предназначен для создания высокого давления (до 20 МПа) в полостях гидравлических цилиндров модуля фиксации и расфиксации и в полостях модуля отбора и хранения проб флюида.

Модуль телеметрии предназначен для получения информации о фазовом составе и параметрах отбираемого флюида (давление, температура) с последующим преобразованием данных в код Манчестер II и его посылкой по стандартному геофизическому кабелю в режиме реального времени к наземному регистратору (рис. 5).

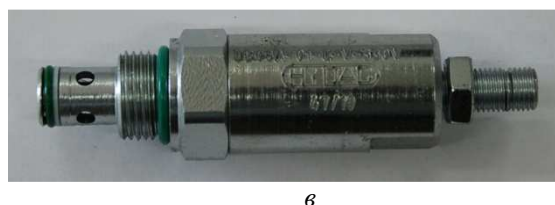
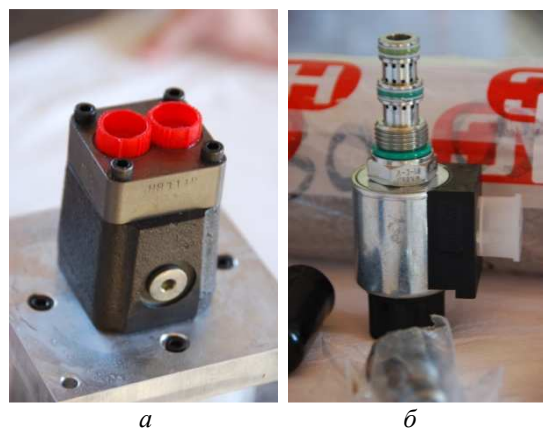


Рис. 4. Гидравлические элементы первой ступени: *а* – насос; *б* – распределитель; *в* – предохранительный клапан

Модуль отбора и хранения качественных проб флюида включает в себя две камеры хранения (объем каждой камеры 300 см³) и клапан разряжения (глубинный насос) (рис. 6). Клапан разряжения поршневого типа позволяет прокачивать флюид через модули прибора за один ход поршня в объеме 90 см³. Камеры хранения прибора позволяют сохранять давление пробы до ее разгерметизации в лаборатории при дальнейшем исследовании.



Рис. 5. Модуль телеметрии

кете Ansys. На рис. 9 представлены результаты прочностного расчета штока гидравлического цилиндра пробоотборника.



Рис. 7. Центраторы



Рис. 6. Камера хранения и клапан разряжения

Центраторы позволяют центрировать прибор вдоль скважины во время спускоподъемных операции (рис. 7).

На рис. 8 представлены внешний вид пробоотборника с герметизирующим элементом и гидравлический цилиндр опоры фиксации. При эксплуатации испытателей пластов на кабеле всегда стояла задача по повышению надежности работы в скважинах представленных элементов.

При проектировании пробоотборника и гидравлических цилиндров использовались результаты прочностных расчетов, полученных в па-



а



б

Рис. 8. Пробоотборник (*а*) и гидроцилиндр фиксации (*б*)

На рис. 9, *а* представлен объект исследования: показаны только шток пробоотборника 4, герметизирующий элемент 3 с закладной деталью 2 и профиль скважины 1, диаметром 216 мм. Максимальное давление в гидросистеме ПЛГК-120 достигает 20 МПа, расчет сводится к нахождению запаса прочности при упоре штока в стенку скважины. Допущения:

- Прибор расположен вертикально и не изменяет своего положения в скважине.

- Глинистая корка отсутствует и стенка скважины абсолютно жесткая, недеформируемая.

На рис. 9, *в, г* показана деформация герметизирующего элемента. Из рисунков хорошо видно, что в опасном сечении штока пробоотборника коэффициент запаса прочности составляет примерно $n = 5$.

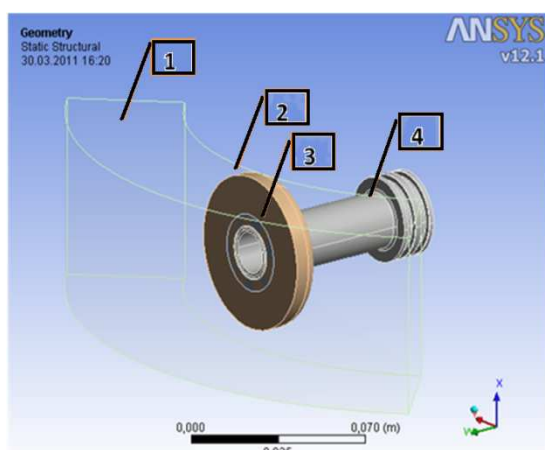
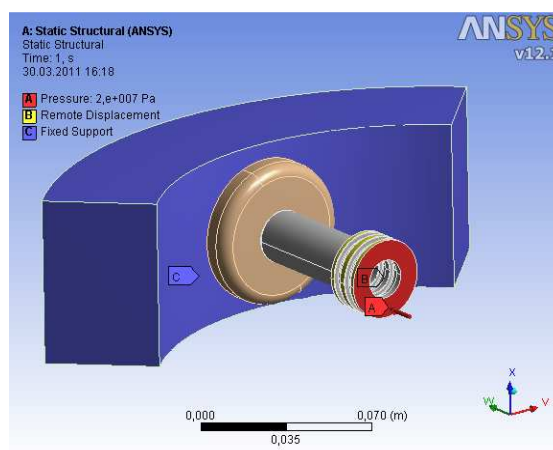
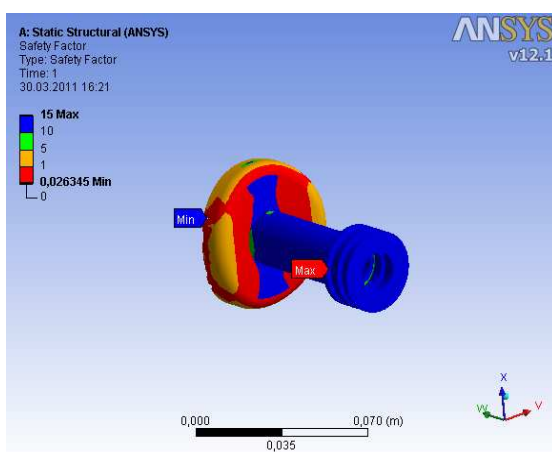
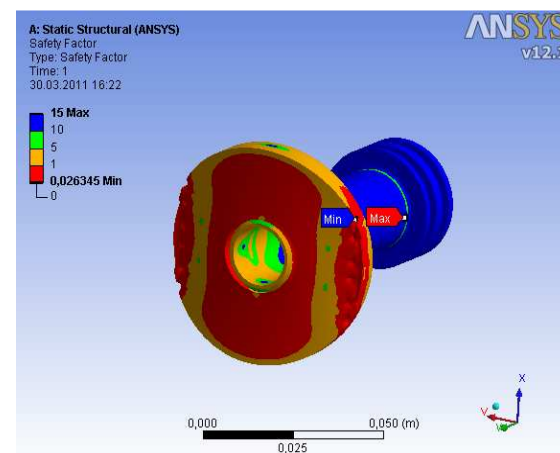
*а**б**в**г*

Рис. 9. Результаты прочностного расчета штока пробоотборника: *а* – объект исследования: 1 – профиль скважины (диаметр 216 мм), 2 – герметизирующий элемент, 3 – закладная втулка, 4 – шноркель пробоотборника *б* – постановка задачи; *в* – запас прочности (вид спереди); *г* – запас прочности (вид сзади)

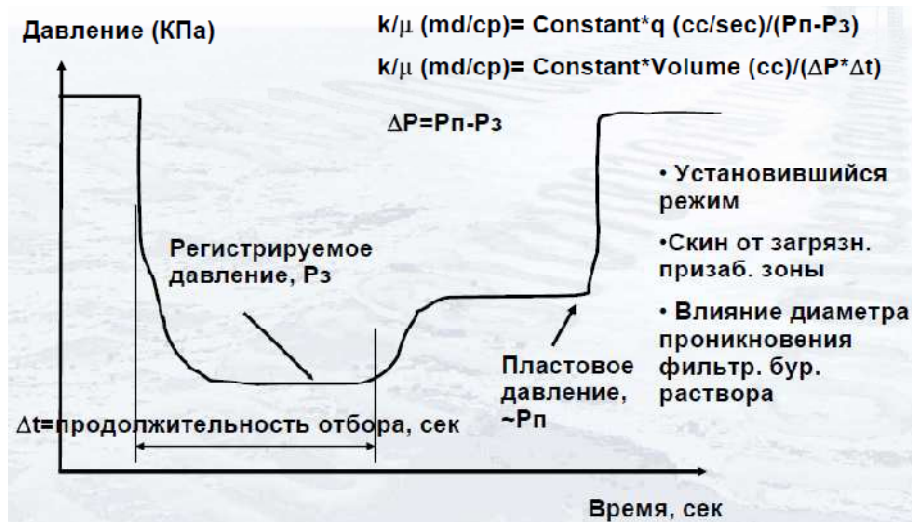


Рис. 10. Эффект проницаемости по КПД и КВД [1]

ОЦЕНКА ПОДВИЖНОСТИ ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА ПО КПД И КВД

Использование испытателей пластов предусматривает несколько способов определения свойств пласта [3, 4]. Параметры околоскважинной зоны могут быть получены из анализа КПД и КВД, регистрируемых в ходе замеров пластового давления (рис. 10).

Существует три метода оценки фильтрационных свойств породы по замерам давления в ходе пластовых исследований [2, 4]:

1. В случае если в конце периода отбора КПД выходит на асимптоту, применяется аналитическая формула точечного стока [5].

2. По аппроксимации прямолинейного участка КВД на графике зависимости давления от «радиальной» или «сферической» временной функции.

3. По наилучшему совпадению диагностического графика КВД с типовой кривой соответствующей аналитической модели. При этом должно выполняться условие совпадения истории давления в ходе всего исследования КПД и КВД с расчетной, полученной в рамках модели.

Если по мере отбора жидкости из пласта, КПД существенно сглаживается, что указывает на достижение псевдоустановившегося давления, то для расчета подвижности может быть использована следующая формула [2]:

$$\frac{k_d}{\mu} = C \frac{q}{\Delta p},$$

где k_d – проницаемость, Д; μ – коэффициент вязкости, П; C – постоянная, которая учитывает геометрию герметизирующего элемента пробоотборника; q – расход отбираемой жидкости в течение исследования, м³/с; Δp – перепад давления по мере отбора жидкости, Па.

ВЫВОДЫ

Разработанный испытатель пластов ПЛГК-120 позволяет проводить экспресс-анализ свойств пластового флюида, а также производить отбор глубинных PVT проб с поддержанием пластовых условий (давления и температуры) с целью сохранения однофазного состояния.

По сравнению с зарубежными аналогами пластоиспытатель ПЛГК-120 имеет меньшую массу (вес 300 кг), меньшие габаритные размеры (диаметр прибора 126 мм, длина прибора не более 8 м). В отличие от зарубежных аналогов ПЛГК-120 не имеет уравнительного клапана, поэтому гидравлический модуль пластоиспытателя не сообщается со скважинной жидкостью, что обеспечивает надежную работу гидроэлементов при повышенной температуре среды (до 120 °С).

ПЛГК-120 имеет гидравлическую систему энергонезависимой расфиксации пластоиспытателя в стволе скважины и в случае повреждения геофизического кабеля и прекращения электропитания глубинного модуля прибор автоматически складывается в транспортное положение.

Модульная конструкция ПЛГК-120 позволяет дорабатывать или заменять любой модуль, в зависимости от требований заказчика и условий эксплуатации, без выполнения трудоемких и затратных мероприятий по доработке всей кон-

струкции пластоиспытателя. Предложенный подход позволяет с минимальными временными и финансовыми затратами осуществлять модернизацию прибора и его адаптацию под условия эксплуатации и требования заказчиков.

ПЛГК-120 позволяет исследовать скважины с открытым стволом $\varnothing 146 \div 220$ мм. Для исследования скважин большего диаметра необходимо заменить модуль фиксации пластоиспытателя на больший типоразмер.

Дальнейшее совершенствование ПЛГК-120 планируется в следующих направлениях:

- хранение глубинных проб в камерах хранения за счет использования азотных камер, которые компенсируют изменение давления с изменением температуры.

- установка двухзондовой пакерной системы по аналогии с приборами *MDT* фирмы *Schlumberger*.

- разработка новых модификаций пробоотборника с усиленным герметизирующим элементом, снижающим риск загрязненности глубинных проб буровым раствором во время депрессии. На данный момент разработаны и запатентована система регулирования скоростью процесса отбора глубинных проб.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Ашуров В. В., Хамитов И. Р., Яценко В. И.** Метод измерения анизотропии проницаемости и отбора глубинных *rvt*-проб на примере месторождения с тяжелой нефтью на севере Западной Сибири // Вестник SPE. Февраль 2009. № 3. С. 10–18.

2. **Ашуров В. В., Хассан А. К.** Обзор гидродинамических исследований скважин в открытом и обсаженном стволе модульными испытателями пластов на кабеле *MDT/CHDT* // Нефтегазовое обозрение, 2004. С. 30–45.

3. **Галлямов Ш. Р., Месропян А. В., Зайтова А. Р.** Пробоотборник пластового флюида: пат. 2371577 РФ: МПК–8 E21 B49/00/; заявитель и патентообладатель ООО «Керн»; заявл. 24.03.2008, опубл. 24.10.2009 г.

4. **Akram H.** MDT Fiefl Interpolation Notes on Pressure Interpolation. Schlumberger.

5. **Stewart G., Wittmann M.** Interpolation of the Pressure Response of the Repeat Formation Tester. SPE 8362, 1979 г.

ОБ АВТОРАХ

Галлямов Шамиль Рашитович, ст. преп. каф. прикл. гидромеханики. Дипл. магистр по энергомашиностроению (УГАТУ, 2006). Канд. техн. наук (УГАТУ, 2009). Иссл. в обл. пневмо- и гидросистем, разработки перспективной малогабаритной техники.

Дубровин Олег Михайлович, нач. техн. отдела треста «Сургутнефтегеофизика», ОАО «Сургутнефтегаз». Дипл. инженер (Тюменск. индустр. ин-т (ТюИИ), 1987). Иссл. в обл. геофизическ. исследований, мониторинга разработки месторождений с помощью геофизическ. методов иссл.-ий.

Месропян Арсен Владимирович, проф. каф. прикл. гидромеханики. Дипл. инженер-механик (УГАТУ, 1996). Д-р техн. наук по гидромашинам и гидропневмоагрегатам (УГАТУ, 2010). Иссл. в обл. гидроприводов систем управления ЛА и гидрофицированных систем испытаний и вскрытия нефтеносных пластов.

Хисматуллин Камиль Амирович, руководитель межвузовского центра трансфера технологий. Дипл. инженер-механик (УГАТУ, 1991). Канд. техн. наук по тепловым двигателям (УГАТУ, 1996). Иссл. в обл. управления инновационными компаниями и перспективными разработками.