



А. Ф. Латыпов
компания «Шлюмберже»



П. Д. Вейнхебер
компания «Шлюмберже»



Л. Г. Абдрахманова
компания «Шлюмберже»



Е. А. Карпекин
компания «Шлюмберже»



В. А. Блинов
компания «Шлюмберже»

Я. И. Гордеев
ОАО «Верхнечонскнефтегаз»

С. О. Маслов
ОАО «Верхнечонскнефтегаз»

Применение испытателей пластов на кабеле нового поколения

для оценки характера насыщения сложных коллекторов Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения

В данной статье приведены принцип работы динамического испытателя пластов на кабеле (MDT), особенности технологии и примеры использования ИПК в сложных коллекторах Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения.

This article describes an application of moderns formation testers in Verkhnechonsk field where the fluid types of complex reservoirs are identified in order to complement traditional petrophysical measurements.

Ключевые слова: испытание пластов на кабеле, гидродинамические исследования скважин, модульный динамический испытатель пластов на кабеле (MDT), глубинный оптический анализ.

Keywords: Formation Testing and Sampling, Modular Formation Dynamics Tester (MDT), Downhole Fluid Analysis, Fluid Identification.

В последние годы в России отмечается значительный рост специальных исследований скважин, обусловленный необходимостью освоения сложных месторождений, где использование традиционных методов исследований, в том числе геофизических, не всегда решает поставленные задачи. Одними из широко используемых в мире приборов при проведении исследований скважин на кабеле являются испытатели пластов, к семейству которых относится модульный динамический испытатель пластов (MDT) компании «Шлюмберже». Принцип работы прибора заключается в создании гидродинамической связи с пластом путем отбора пластового флюида с контролем в реальном времени параметров отбора и свойств отбираемого флюида. При необходимости после окончания отбора производится запись КВД для

последующей интерпретации с целью оценки параметров пласта (пластовое давление, проницаемость и скин).

Одним из важнейших приложений пластоиспытателя является отбор проб и глубинный анализ пластового флюида. Основными причинами отбора проб являются необходимость подтверждения присутствия углеводородов и определение свойств пластовых флюидов. MDT позволяет проводить отбор проб при незначительных перепадах давления благодаря использованию двухпакерного модуля. Это способствует получению представительных проб пластового флюида. Кроме того, MDT предоставляет возможность контролировать в режиме реального времени качество отбираемого флюида с целью предотвращения загрязнения пробы буровым раствором. Представительные образцы необходимы для определения PVT свойств

пластового флюида, таких как давление насыщения, объемный коэффициент и вязкость. Эти данные, в свою очередь, используются при проектировании скважин, системы подготовки и транспортировки продукции, а также для оптимизации стратегии разработки месторождения.

1. Особенности технологии. При проведении исследований с использованием ИПК небольшой участок пласта гидродинамически изолируется, а прижимной зонд обеспечивает взаимосвязь между прибором и пластом. Такой традиционный метод хорошо подходит для мощных высокопроницаемых пластов. В сложной геологической обстановке, в условиях тонкослоистых отложений или пластов с низкой проницаемостью, а также в условиях пластов, насыщенных высоковязкими флюидами, или трещиноватых пород использование одного зонда имеет много ограничений. В таких условиях трудно гидродинамически изолировать интервал, зонд может пропустить тонкий пропласток, а проходное сечение зонда может быть очень мало для обеспечения потока флюида. Для преодоления этих ограничений пластоиспытатель на кабеле оборудуется специальным двухпакерным модулем. Такой двояккерный разобщающий пакер позволяет гидравлически изолировать пропласток минимальной мощностью до 1 м. Он может устанавливаться на разных интервалах при одном спуске в скважину. Двухпакерный модуль, входящий в состав MDT, в котором применяются надувные пакеры для изоляции исследуемого интервала, показан на *рис. 1*.

Контроль качества флюида при опробовании пластов прибором MDT осуществляется с использованием модулей оптических анализаторов флюида. В свою очередь, использование оптических анализаторов не только способствует получению представительных проб пластового флюида, но также позволяет проводить анализ отбираемого флюида в пластовых условиях.

Основной характеристикой, измеряемой в трубке потока флюида оптическими анализаторами, является светопоглощение в видимом ближнем и инфракрасных частях спектра, которая используется для дифференциации жидкостей количественно, а также анализа свойств флюида. Для отображения оптических свойств флюида при этом используется величина, называемая оптической плотностью.

Оптическая плотность флюида зависит от длины волны падающего на него света. Функция зависимости оптической плотности от длины волны называется спектром поглощения. Графики спектров поглощения для воды и типичных нефтей представлены на *рис. 2*. По значениям оптической плотности, полученным

по различным оптическим фильтрам, можно количественно оценить водо- и нефтесодержание в потоке флюида. Оптические анализаторы также имеют фильтр, расположенный в области поглощения света молекулами метана. Как правило, газовый фактор напрямую зависит от содержания метана, что позволяет эффективно различать легкие, тяжелые типы нефтей и растворы на нефтяной основе, а также определять уровень газового фактора нефти непосредственно в пластовых условиях.

Модуль оптического анализа композиционного состава позволяет в дополнение к дифференциации углеводородов от воды получить в реальном времени количественную оценку компонентного состава углеводородов. При этом определяется содержание метана [C1], комбинация этана-пропана-пентана [C2-C5] и группы более тяжелых молекул углеводородов [C6+].

Таким образом, при помощи описанных оптических методов можно построить профиль композиционного состава пластового флюида по глубине.

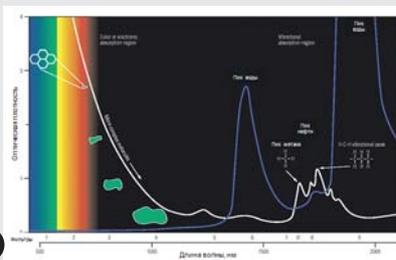
2. Пример использования ИПК в сложных коллекторах Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения. Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1978 г., поисково-разведочный этап работ на НГКМ был закончен в 1993 г. Основные запасы нефти приурочены к пластам верхнечонского горизонта, имеющего древнее происхождение. Отмечается большая неоднородность как минералогического состава твердой части коллекторов, так и структуры порового пространства, что существенно усложняет петрофизическую модель. Традиционные подходы к количественной оценке ФЕС пород по комплексу ГИС не подходят для верхнечонского горизонта. Отмеченные проблемы привели к необходимости специального изучения пород верхнечонского горизонта, в т.ч. проведения прямых методов исследования с использованием аппаратуры MDT с целью уменьшения неопределенности при использовании традиционных методов ГИС.

В рамках проекта по разработке петрофизической модели пород Верхнечонского горизонта в 2010 г. подразделением Wireline «Шлюмберге» в нескольких скважинах был выполнен комплекс стандартных и специальных методов ГИС/ГДИС. Гидродинамические исследования в отдельных скважинах были проведены прибором MDT с двухпакерным модулем.

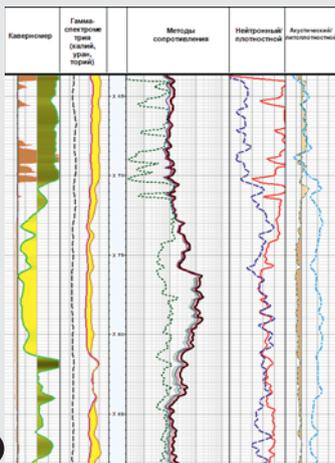
Среди прочих задач исследования с использованием пластоиспытателей помогли уточнить характер насыщения исследуемых коллекторов. Оценка характера насыщения для коллекторов верхнечонского месторождения имеет важное



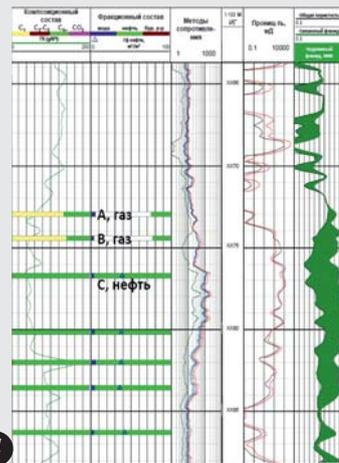
1



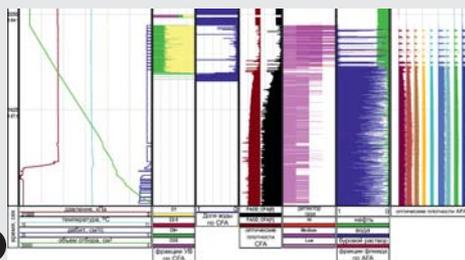
2



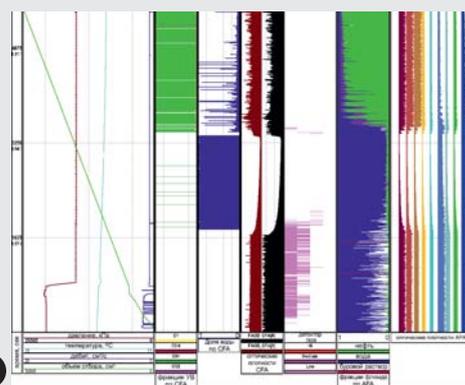
3



4



5



6

Рис. 1.
Двухпакерный модуль прибора MDT

Рис. 3.
Сводный планшет данных ГИС

Рис. 5.
График глубинного анализа пластового флюида (газ, точка А)

Рис. 2.
Спектры поглощения для воды и типичных нефтей

Рис. 4.
Сводный планшет по данным комплекса ГИС/ГДИС

Рис. 6.
График глубинного анализа пластового флюида (нефть, точка С)

значение. Месторождение имеет блоковое строение, и ГНК в разных блоках находится на разных уровнях, которые в отдельных случаях точно не установлены. Определение насыщающего флюида по стандартному комплексу ГИС часто затруднительно.

На **рис. 3** представлен сводный планшет данных ГИС по одной из скважин в интервале верхнечонского горизонта. Первоначальная оценка характера насыщения, включая анализ данных плотностного и нейтронного каротажа, не выявила наличия в интервале газа. Это связано с повышенной глинизацией верхней части разреза верхнечонского горизонта, которая маскирует эффект газа, так называемый cross-over, на данных плотностного и нейтронного каротажа.

Кроме того, особенностью верхнечонского горизонта является почти повсеместное засоление порового пространства коллекторов, которое влияет на показания нейтронного и плотностного методов аналогично влиянию газа, что также усложняет задачу оценки характера насыщения. Однако в ходе испытаний прибором MDT в верхнечонском горизонте по данным оптических анализаторов в точках А и В (**рис. 4**) был получен приток газа с небольшим количеством нефти. По результатам испытаний в других интервалах был получен приток нефти.

На **рис. 5** и **6** представлены результаты оптического анализа при опробовании газонасыщенного и нефтенасыщенного интервалов соответственно.

Таким образом, в нескольких скважинах верхнечонского месторождения при проведении испытаний прибором MDT был установлен газонефтяной контакт. Проводимый оптический анализ позволил не только на качественном уровне дифференцировать отбираемый флюид (нефть/газ), но и провести оценку газового фактора и композиционного состава УВ при помощи композиционного анализатора. Также данные испытаний показали изменение свойств нефти – увеличение газового фактора с глубиной, что, по всей видимости, свидетельствует об увеличении доли легких фракции УВ.

В заключение отметим, что использование ИПК значительно повышает качество и информативность комплекса ГИС/ГДИС и позволяет эффективно решать различные задачи на стадиях разведки и доразведки нефтяных и газовых месторождений, а также в ходе их эксплуатации. Применение ИПК позволяет уточнить характер насыщения в сложных коллекторах, отобрать качественные пробы, а также анализировать флюид в пластовых условиях, в том числе для выявления изменений свойств пластовых флюидов с глубиной. **■**