



**В.Е. Корблинов**  
канд. геол.-мин. наук  
ООО «Роснефть – шельф ДВ»  
главный специалист по петрофизике  
и промысловым исследованиям  
vekorablinov@morneft.ru



**Вик Викерс**  
Schlumberger  
эксперт по оптимизации разработки  
месторождений  
wichers@slb.com



**В.В. Стрельченко**  
д-р техн. наук  
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина  
профессор  
strelvv@gmail.com

## АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТИВНОСТИ ИСПЫТАНИЯ ТОНКОСЛОИСТЫХ ПЛАСТОВ НА КАБЕЛЕ И ТРУБАХ

*Авторы экспериментально установили, что при малой толщине опробуемых пластов, а также тонкослоистости или линзообразности изучаемого разреза разделение пластов по насыщению через изменение градиента давлений в интервалах с многофазным насыщением неэффективно*

*The authors experimentally established, that at a small thickness tested layers and thin-layering or lens-shaped surveyed profile separation of geologic horizon by saturation by changing the pressure gradient in the intervals with multi-phase saturation ineffective*

**Ключевые слова:** испытание и опробование пластов, тонкослоистый разрез, градиент давления, пробоотборник  
**Keywords:** testing and formation testing, thin-layered geologic cross-section, pressure gradient, the sampler



**В**ыделение пластов-коллекторов в разрезе бурящейся скважины является традиционной задачей, решаемой комплексом методов ГИС [2]. В сложных горно-геологических условиях для выделения проницаемых интервалов в разрезе скважины, т.е. пластов-коллекторов, применяют высокоинформативные прямые методы исследования пласта. Получение с помощью испытателя пластов притока пластового флюида в любом количестве является прямым доказательством наличия коллектора, независимо от геофизической характеристики пласта.

В анализируемой скважине было проведено 29 стандартных испытаний, выполнены замеры пластового давления и расчет подвижности пластового флюида. Из этого числа испытаний, осуществленных с помощью модульного динамического пластоиспытателя на трубах *MDT*, 13 замеров оказались сухими, а из 57 замеров пластового давления прибором *LWD Stethoscope* сухими оказались 20 замеров. Следует отметить высокую повторяемость замеров *MDT* и *Stethoscope*, что продемонстрировано на примере испытаний в пластах (рис. 1). Разработчиком этих приборов является компания *Schlumberger*.

## **Получение с помощью испытателя пластов притока пластового флюида в любом количестве является прямым доказательством наличия коллектора, независимо от геофизической характеристики пласта**

В интервалах залегания продуктивных пластов совместно с замерами давлений был проведен глубинный анализ типа пластового флюида и его фазового содержания, а также селективно отобраны глубинные *PVT*-пробы для лабораторного анализа.

Для обоснования граничных значений и нижних пределов «коллектор – не коллектор», на основе данных ГИС и ГДК были использованы результаты тестирования, выполненные приборами *MDT* и *Stethoscope* по стволу скважины [1].

Коллекторские породы представлены плохо сортированным терригенным материалом и включают песчаники, алевропесчаники, алевролиты и их сочетания.

Пласты содержат пропластки и линзы глинистого и тонко рассеянного алевроитового материала. Толщина пропластков варьирует от долей сантиметра до 30 см и более.

При проведении испытаний и опробований пластов крайне важным является оптимальное размещение точек отбора проб давлений и

флюидов. На размещение точек влияет наше понимание геологического строения изучаемого разреза, наличие внутрислоевых флюидальных контактов и переходных (транзитных) зон, наличие неопределенностей в оценках потенциально продуктивных пластов по результатам комплексных геолого-геофизических данных.

Не менее важным является вопрос обоснования нижнего предела коллекторских характеристик для продуктивных интервалов.

В пределах зоны однофазного насыщения внутри пласта для достоверного проведения линии градиента давления необходимо не менее 3 качественных замеров пластового давления. Для водонасыщения пласта минимальное расстояние между точками  $\geq 0,5$  м, для нефтенасыщенного пласта –  $\geq 0,7$  м и для газонасыщенного пласта –  $\geq 1$  м.

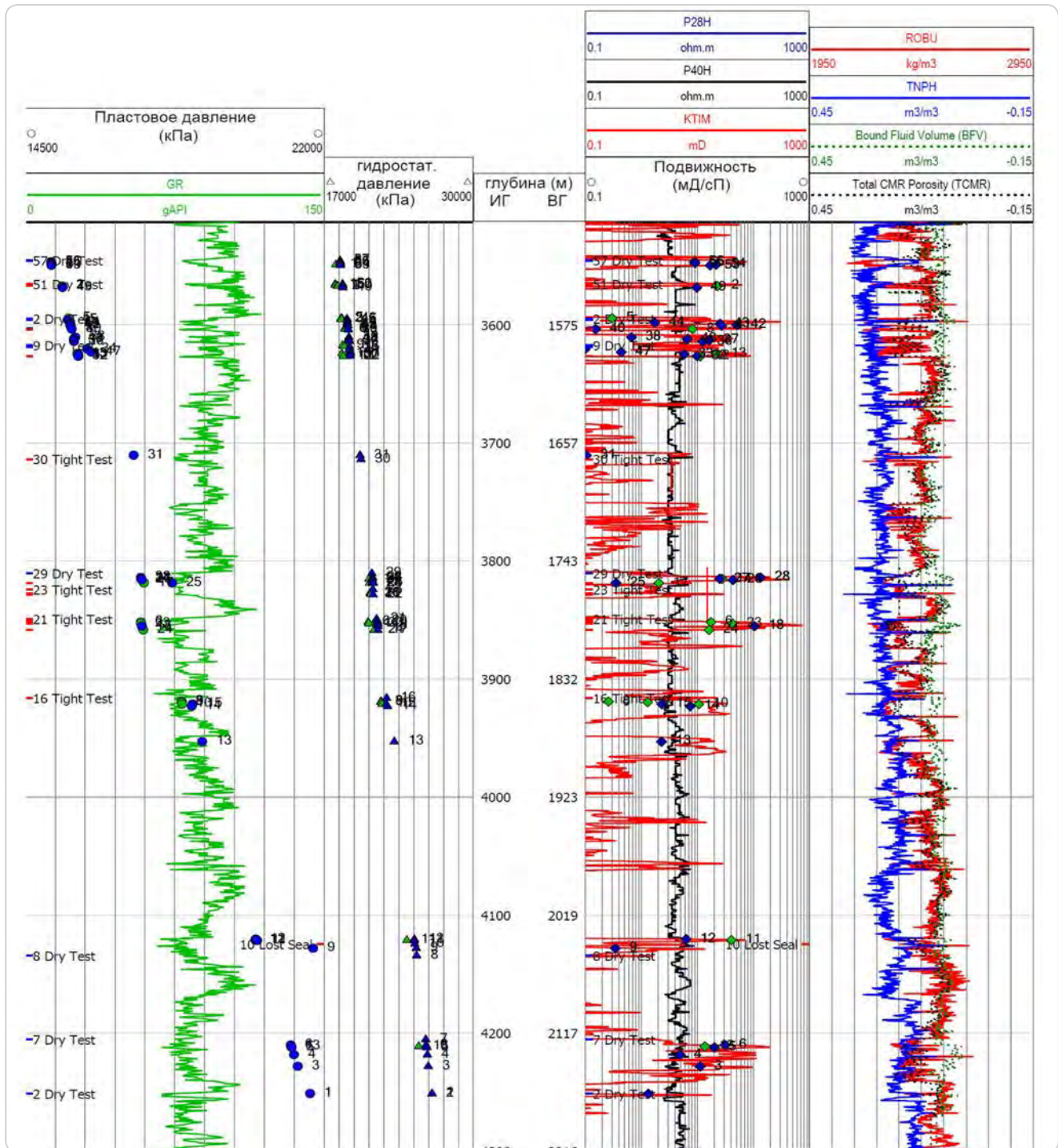
Необходимо следить за градиентом в процессе отбора проб. Как отмечается в работе [3], если две точки опробования демонстрируют разный градиент, то для подтверждения этого необходимы дополнительные опробования внутри насыщенного интервала.

Для оценки указанных параметров необходимо иметь достоверные данные и точно выраженный результат, который зависит от качества (совершенства) ствола скважины, пробуренной с подходящим буровым раствором:

- без значительных размывов, неровностей стенок и спиралеобразности (образования желобов) ствола;
- без прихватов и прилипания (подклинок) бурового инструмента;
- с минимальным проникновением буровых флюидов;
- с диаметром ствола, оптимальным для проведения замеров давлений и отбора проб флюидов.

Очевидно, что перечисленные выше условия (факторы) являются результатом технологического совершенства применяемого оборудования, качества выбора и приготовления буровых растворов и мастерства бурильщиков. Эти факторы обсуждаются для того, чтобы подчеркнуть тот факт, что качество и количество получаемых геолого-геофизических данных критически сокращается в зависимости от состояния ствола скважины и прискважинной зоны.

Применение обширной программы опробования и испытания скважин обусловлено неоднородностью пластов и наличием внутри продуктивных интервалов низкоомных зон, сходных по характеристикам с переходными (транзитными) зонами, присущими наличию флюидальных контактов. Опробование этих зон, замеры пластовых давлений



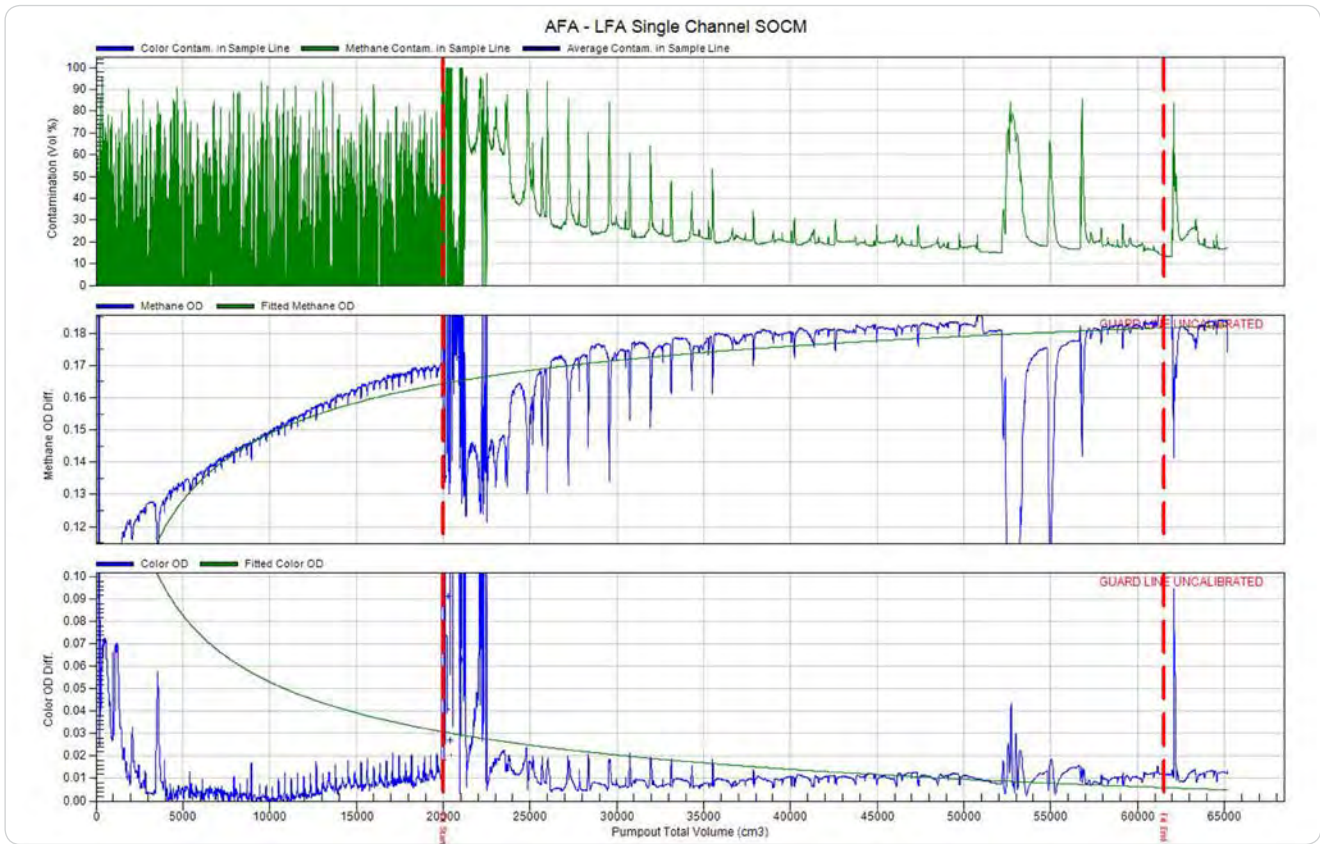
**Рис. 1.** Сводный планшет по результатам стандартных испытаний MDT и Stethoscope; сравнение замеров в нефте- и газоперспективных пластах (синие точки – Stethoscope, зеленые – MDT)

и оценка мобильности флюида позволяют экспериментально решить, является ли данный интервал коллектором, а для опробованных с помощью MDT пластов-коллекторов построить тренд линии градиентов пластовых давлений, по которому возможно оценить характер насыщающего опробуемый интервал флюида.

Достоверность полученных градиентов зависит от толщины опробуемого интервала и количе-

ства качественных замеров давлений, пригодных для их построения. Но, как показывает практика, не всегда возможно определить тип насыщающего интервал флюида только по замерам давлений. Большое количество «сухих», безприточных точек и точек «суперчаржинга» – избыточного (относительно пластового) давления, созданного промышленной жидкостью в слабопроницаемой прискважинной зоне или локальных линзообразований



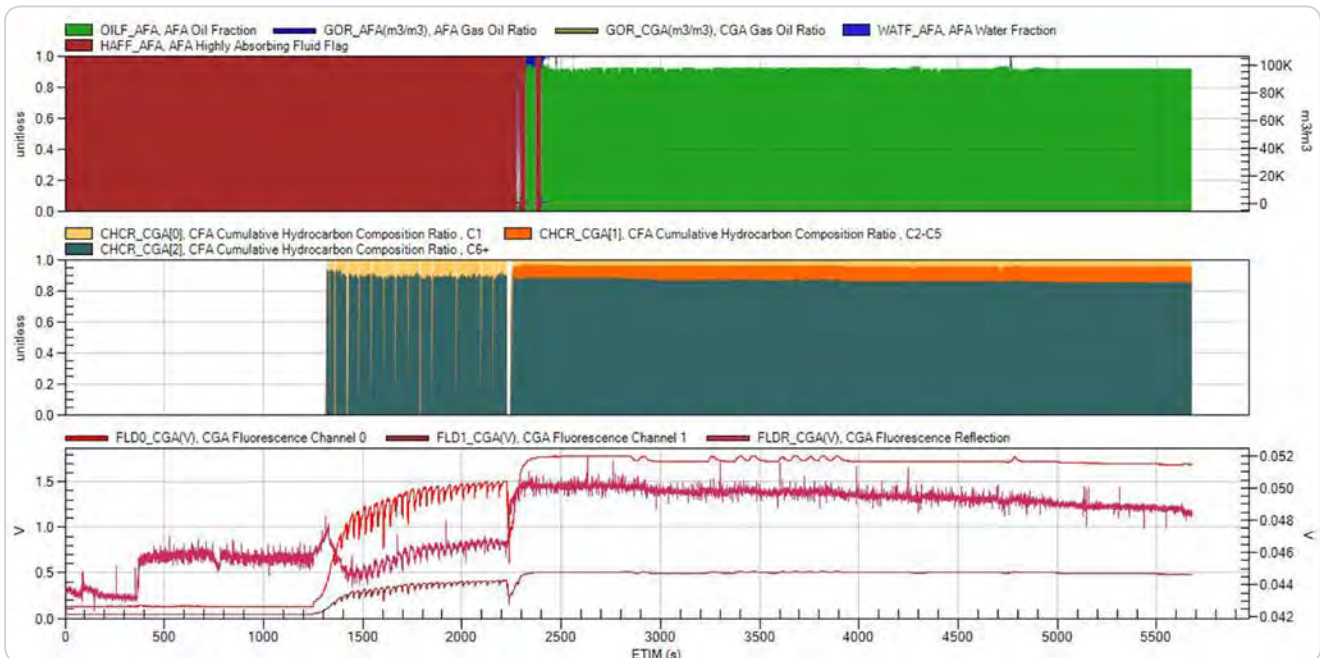


**Рис. 2а.**

Загрязненность пробы по верхнему графику 20%, по лабораторному определению – 40%; внизу – дисплей инженера, на основании которого принималось решение о начале отбора глубинной (PVT) пробы

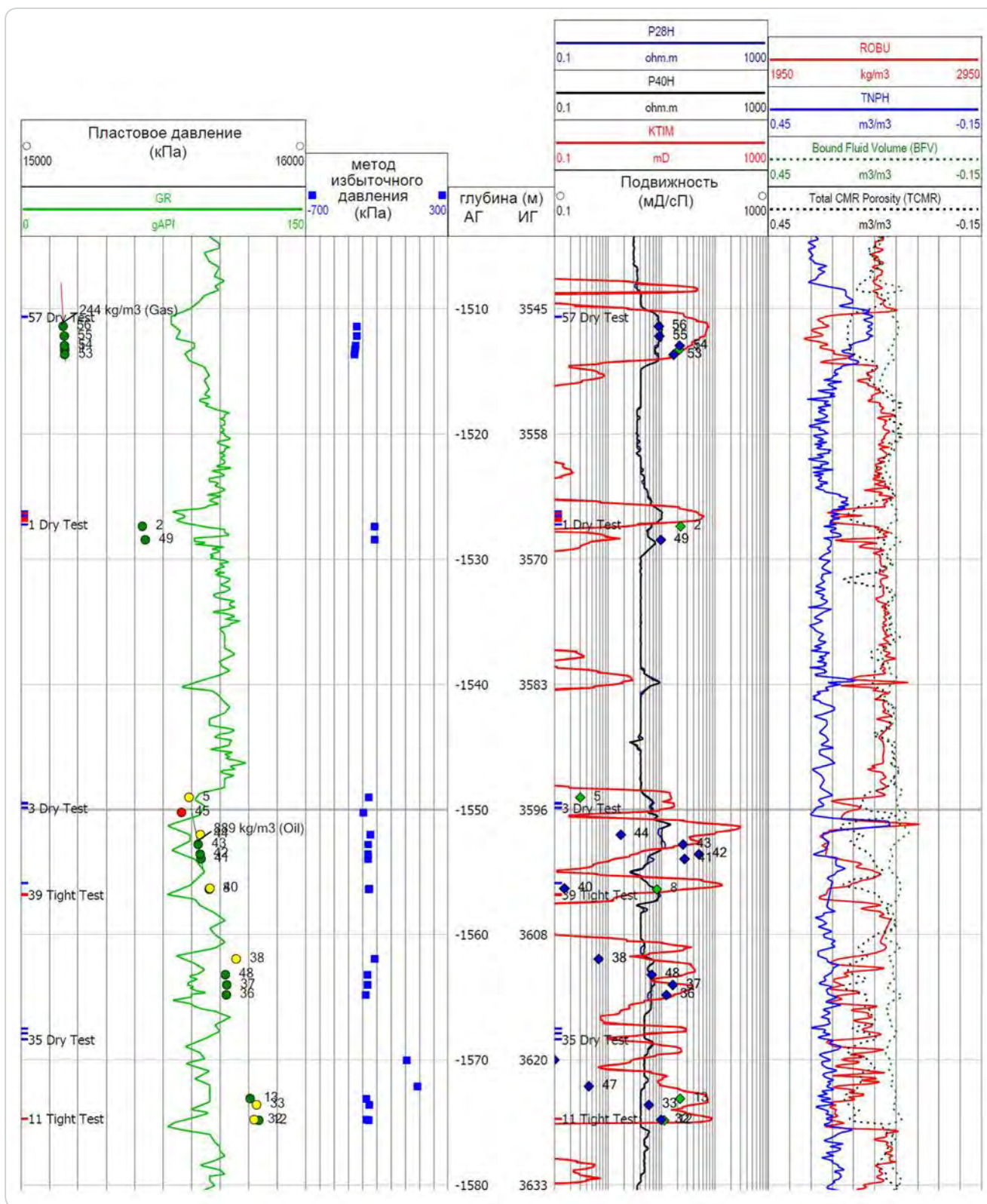
**Рис. 2б.**

Диаграмма сверху (LFA) – нефть (зеленый цвет); вода (голубой); газ (белый); диаграмма в середине (CFA) – компонентный состав газов C6+ (темно-зеленый) C2–C5 (оранжевый), C1 (светло-коричневый); диаграмма внизу (CFA) – соотношение интенсивностей флуоресценций



при их наличии в изучаемом разрезе скважины, приводят к отклонениям точек давлений на графике от линии тренда.

Изломанность графика обусловлена неоднородностью строения и проницаемости изучаемого тонкослоистого разреза.



**Рис. 3а.**  
Пример низкой эффективности использования градиента давлений для оценки характера насыщения в тонких и тонкослоистых коллекторах

Полученные по данным опробований и интерпретации ГИС результаты позволили охарактеризовать данные зоны выклинивания коллектора как «неколлекторы» и исключить их

из программы испытаний и эффективных мощностей при подсчете запасов.

Возможность получения явления «суперчарджинга» связана также с качеством пакеровки



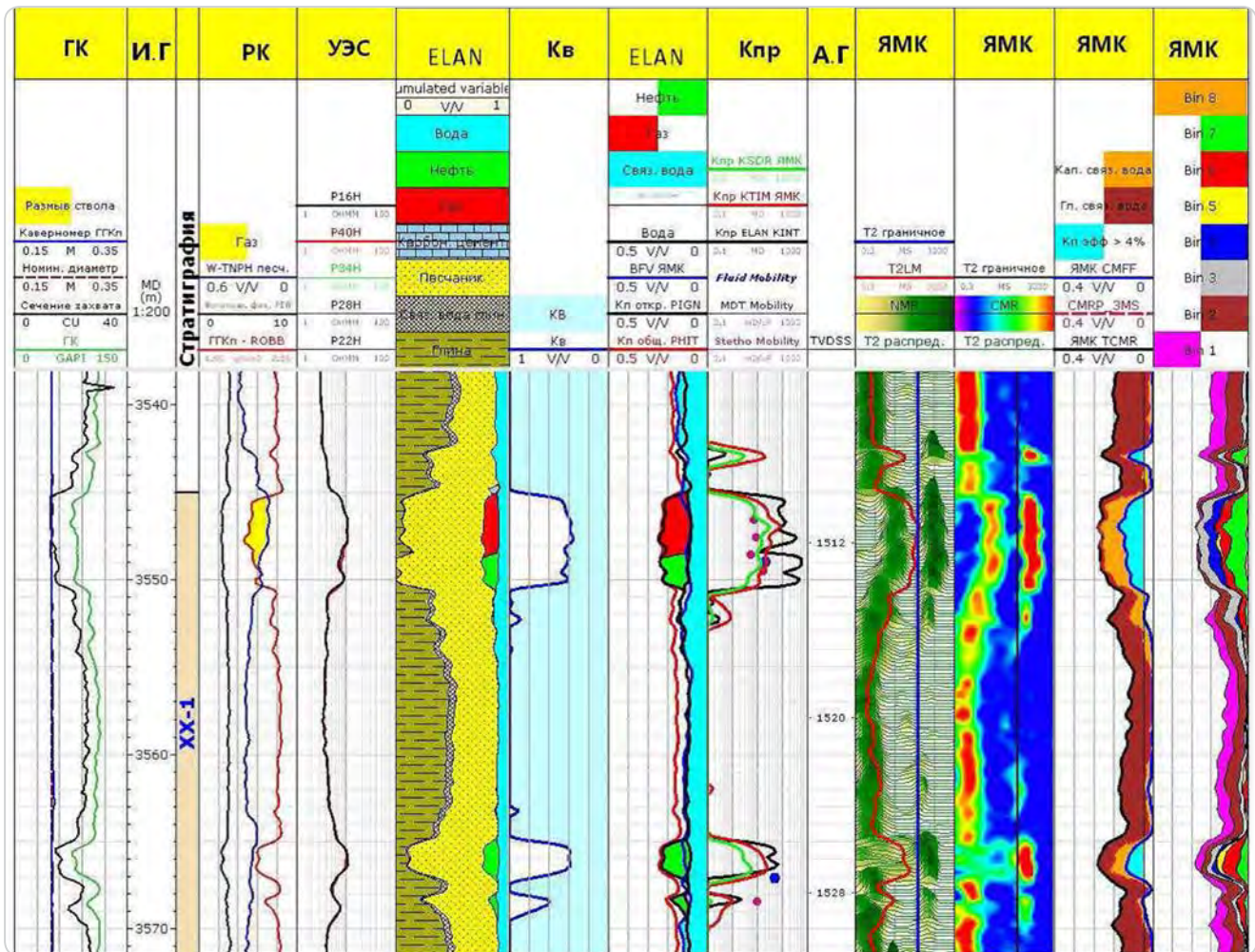


Рис. 36. Пример низкой эффективности использования градиента давлений для оценки характера насыщения в тонких и тонкослоистых коллекторах

прибора. При наличии толстой глинистой корки не исключено влияние на результаты замера веса столба бурового раствора (подсос из под башмака прибора, вследствие его недостаточной герметизации на стенке скважины).

Низкоомные зоны внутри продуктивных интервалов с неясной характеристикой по насыщающему флюиду и охарактеризованные за мерами давлений со значительным разбросом значений, при построениях характеризующихся изломанной линией тренда по толщине пласта и наличием мобильности флюида, дополнительно оценивались путем опробования прибором нового поколения *QuickSilver* компании *Schlumberger*.

Отбираемые из пласта флюиды непрерывно анализировались на оптическом анализаторе (*LFA*). По достижении достаточной степени очистки, контролируемой по комплексу регистрируемых параметров (газосодержание и его изменение во времени, процентное содержание поступающих из пласта флюидов, удельное электрическое сопротивление и др.), принима-

лось решение о степени очистки отбираемого пластового флюида и целесообразности начала отбора глубинных проб флюида (рис. 2а, б).

### Метод замера сопротивлений для идентификации поступления незагрязненной раствором пластовой нефти при использовании раствора на нефтяной основе неэффективен

Как известно, бурение скважины на растворе на нефтяной основе привносит некоторую неопределенность в оценку степени очистки отбираемого пластового флюида.

Общая продолжительность прокачки жидкости из пласта в ствол скважины с целью очистки от фильтрата бурового раствора с использованием прибора *QuickSilver* существенно сокращается. Даже при наличии глубокой зоны проникновения фильтрата бурового раствора продолжительность проведения исследований обычно не превышает нескольких часов.

На диаграмме, полученной с помощью оптического анализатора флюида *LFA* (рис. 2а) приведены графики анализа загрязненности отбираемой жидкости фильтратом бурового раствора, оцениваемой мониторингом оптических плотностей каналов спектрального определителя и оптического анализатора флюида, включая канал, соответствующий оптической плотности метана и газонефтяного фактора.

## **Отпадает необходимость использования дорогостоящего оборудования по отбору глубинных проб флюидов при проведении испытания пластов на трубах (DST)**

Метод замера сопротивлений для идентификации поступления незагрязненной раствором пластовой нефти при использовании раствора на нефтяной основе неэффективен.

Выполненный лабораторный анализ отобранных проб флюидов из нефтеносных пластов показал их высокую степень загрязнения, достигающую от 40 до 51%, при использовании раствора на нефтяной основе. Высокая степень загрязненности указывает на наличие трудностей в оценке времени начала отбора *PVT*-проб при строительстве скважин с использованием раствора на нефтяной основе.

В интервалах с «неопределенным», не ясным по ГИС характером насыщения, опробователем на кабеле выполняется оптический анализ флюида, и на основании этих результатов для подтверждения продуктивности разреза отбирались глубинные пробы нефти. Это позволило в последующем уверенно включать данные интервалы в программу опробований на трубах (*DST*).

Использование в изучаемом тонкослоистом разрезе опробователя на бурильных трубах

*Stethoscope* и *MDT* для целей оценки давлений и последующего построения линий тренда градиентов давлений оказалось малоэффективным для оценки характера насыщающего опробуемый интервал флюида (рис. 3а, б).

Разделение опробуемых интервалов по типу насыщающего флюида через замеры давлений оказалось неоднозначным.


### **Выводы**

1. Экспериментально установлено, что при малой толщине опробуемых пластов, а также тонкослоистости или линзообразности изучаемого разреза, разделение пластов по насыщению через изменение градиента давлений в интервалах с многофазным насыщением неэффективно.

2. Использование высокоэффективного пробоотборника *QuickSilver* оказалось более целесообразным и позволяет относительно быстро (по сравнению с прибором *MDT*) получить приток пластового флюида и количественно оценить его свойства еще до отбора глубинной пробы. По этим данным принимается решение о целесообразности проведения в дальнейшем пластоиспытаний в колонне и мощности перфорированных интервалов.

4. Отпадает необходимость использования дорогостоящего оборудования по отбору глубинных проб флюидов при проведении испытания пластов на трубах (*DST*).

5. Рекомендуется полный лабораторный анализ отобранных проб для определения физико-химических свойств пластового флюида.

6. Для повышения надежности проводимых измерений рекомендуется использование двух оптических анализаторов: *LFA* (*Live Fluid Analyzer*) и *CFA* (*Compositional Fluid Analyzer*), позволяющего качественно определять компонентный состав отбираемой жидкости, а также имеющего более высокую чувствительность по сравнению с анализатором *LFA*. 

### **Литература**

1. Латыпов А.Ф., Вейнхебер П.Д., Абдрахманова Л.Г., Карпекин Е.А. и др. Применение испытателей пластов на кабеле нового поколения // Недропользование XXI век. 2011. № 4. С. 42–44.
2. Стрельченко В.В. Геофизические исследования скважин. М. Недра. 2008. 551 с.
3. Soraya S. Betancourt., Go Fujisawa, Oliver C. Mullins, Chengli Dong, Julian Pop, Andrew Carnegie. Exploration applications of downhole measurement of crude oil composition and fluorescence // SPE 87011. P. 1–10.