

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПЫТАНИЯ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН В ОБСАЖЕННОМ СТВОЛЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МАЛОГАБАРИТНЫХ ПЛАСТОИСПЫТАТЕЛЕЙ

В.К. Утопленников¹, Д.М. Катунова², А.Н. Ирбахтин², А.Д. Драбкина¹

1 – Институт проблем нефти и газа РАН, 2 – ООО ПФ «Аленд»

e-mail: vutoplennikov@ipng.ru

Введение

Испытание пласта – это технологический комплекс работ в скважине, связанный со спускоподъемными операциями инструмента, созданием глубокой депрессии на пласт, многоцикловым вызовом притока пластовой жидкости и отбором глубинных проб с регистрацией диаграмм изменения давления и температуры на забое и в трубах автономными манометрами [1, 2].

Целью испытания поисково-разведочных скважин является получение кривых притока и кривых восстановления давления.

Пластоиспытание на качественном уровне позволяет:

- подтвердить флюидонасыщенность пород-коллекторов;
- изучить закономерности изменения коллекторских свойств пласта в прискважинной и удаленной зонах;
- определить границы интервалов с разной флюидонасыщенностью во вскрытом стратиграфическом разрезе.

Пластоиспытание на количественном уровне дает возможность:

- определить пластовые давления и гидродинамические параметры пласта;
- оценить начальные дебиты нефти, газа, пластовой воды;
- оценить запасы и потенциальные возможности изучаемых горизонтов.

Согласно РД 153-39.0-062-00 «Техническая инструкция по испытанию пластов инструментами на трубах» существует ряд критериев для определения успешности пластоиспытания скважин. Так, испытание объекта должно считаться качественным и завершенным, если были выполнены следующие условия:

- в трубах поднята пластовая жидкость, отобрана герметичная проба жидкости;
- на диаграммах манометров имеются четкие линии записи нулевой линии, кривых притока (КП) и восстановления давления (КВД);
- на диаграмме манометра однозначно оценивается герметичность бурильных и насосно-компрессорных труб (НКТ);

– поставленные задачи были решены частично или полностью.

В достижении задач испытания поисково-разведочных скважин помогают пластоиспытатели. Первый пластоиспытатель был изобретен еще в середине XX века советскими конструкторами, а усовершенствованная компоновка испытателя пластов на трубах помогает решать и современные проблемы при пластоиспытании в сложных горно-геологических условиях.

Шаровой испытатель пластов ИПМШ-110

Испытатель пластов с шаровым клапаном был разработан в ООО ПФ «Аленд» в 2014 г. и является дальнейшим развитием классических испытателей пластов. Классические испытатели пласта позволяют создавать мгновенную депрессию для вызова притока флюида и выполнить несколько циклов открытия-закрытия клапана на забое скважины, что позволяет оценить продуктивные характеристики скважины и рассчитать фильтрационно-емкостные параметры пласта. Однако конструкция классических испытателей пластов не позволяет спускать приборы на забой в ходе испытания (Режим доступа: http://www.alend.org/upload/rep7_1.pdf, дата обращения 02.10.2018).

В испытателе пластов ИПМШ-110 (испытатель «Геолог» с шаровым клапаном) каждый узел компоновки имеет проходное сечение диаметром не менее 45 мм, что позволяет проводить стандартный комплекс ПГИ со спуском геофизической аппаратуры на кабеле (запись профиля притока, отбивка забоя). Таким образом, за один спуск НКТ возможно проведение гидродинамических и геофизических исследований, что сокращает общую длительность исследований и одновременно повышает их информативность и рентабельность. При необходимости допускается повторно создать депрессию свабированием.

Таким образом, пластоиспытатель ИПМШ-110 позволяет:

- Изолировать исследуемую зону, снизить ВСС.
- Создать мгновенную депрессию.
- Получить приток флюида из скважины.
- Контролировать интенсивность проявления пласта.
- Регистрировать глубинные параметры скважины.
- Получить за один спуск НКТ наиболее емкие гидродинамические характеристики пласта посредством записи КВД закрытием скважины на забое.
- Производить отбор глубинных проб напротив исследуемого объекта.

– Проводить стандартный комплекс ПГИ со спуском геофизической аппаратуры на кабеле (запись профиля притока, отбивка забоя).

Все вышеперечисленное повышает эффективность и информативность, сокращает время на пластоиспытание.

Компоновка с клапаном ИПМШ-110 подбирается индивидуально для каждой скважины. Типовая компоновка приведена на рис. 1 (см. приложение), основные показатели ИПМШ-110 – в табл. 1. Каждый узел компоновки имеет проходное сечение, не менее 45 мм, без выступов, что позволяет спускать приборы на забой в ходе испытания.

После испытания возможны дальнейшие исследования с регистрацией забойного давления и температуры без подъема компоновки.

Таблица 1

Основные показатели ИПМШ-110

Наименование основных показателей	Величина
Наружный диаметр, мм	110
Длина, мм	
- В растянутом положении	1865
- В транспортном положении	1960
Внутренний диаметр канала, мм	45
Допустимая температура, °С	150
Типоразмер присоединительных резьб	НКТ-73
Масса, кг	82

Испытание поисковой скважины 21П-Нерцетинская

Особенно остро проблема успешности испытания стоит при изучении разреза в поисковых скважинах. Поисковые скважины закладываются на площадях с целью открытия новых месторождений нефти и газа, а также бурятся на ранее открытых месторождениях для поисков новых залежей, залегающих ниже или выше ранее выявленных продуктивных горизонтов.

Так, по итогам испытания поисковой скважины необходимо установить нефтегазоносность разреза и изучить гидродинамические характеристики продуктивных пластов. Полученная информация по итогам строительства скважины служит основой для

принятия решения о развитии проекта. При оптимистичном сценарии поисковая скважина откроет месторождение или новую залежь, в противном случае – подтвердит бесперспективность региона. Именно поэтому для принятия верного решения о развитии проекта очень важно по итогам строительства поисково-разведочных скважин получить корректные данные, наиболее точно отражающие реальную картину геологического строения и нефтегазоносности региона.

Таким примером является поисковая скважина в Тимано-Печорской нефтегазонадной провинции – 21П-Нерцетинская на Берганты-Мыльском лицензионном участке.

Скважина 21П-Нерцетинская расположена в районе Крайнего Севера в полной автономии, что осложняло работы на этой скважине. Бурение скважины длилось два года, глубина скважины – 5300 м. Бурение сопровождалось отбором керна (отобрано 328,56 м). При строительстве скважины были проведены стандартный и специальный комплексы ГИС, а также пятиточечное вертикальное сейсмическое профилирование. Кроме того в необсаженной скважине было испытано 4 объекта.

По итогам РИГИС, результатов ИПТ, исследования керна и наблюдений в процессе бурения были выделены следующие перспективные интервалы:

I объект – D1op;

II объект – D3fm (кровля рифа);

III объект – D3fm (надрифовая часть);

IV объект – C1t;

V объект – C1vp;

VI объект – C1s1;

VII объект – C2m+C2b.

Испытание первых 6-ти объектов происходило без применения пластоиспытателей, приток в скважину вызывался свабированием без привлечения дополнительного оборудования. При испытании первых 4-х объектов были получены непромышленные притоки углеводородов, хотя по РИГИС и исследованиям керна эти интервалы характеризовались как нефтенасыщенные. Это было связано с большими глубинами (до 5 км), низкими фильтрационно-емкостными свойствами пластов, высокого скин-фактора и влияния ствола скважины (ВСС). Также из-за вышеперечисленных факторов не удалось при записи КВД выйти на радиальный режим притока и определить гидродинамические характеристики пласта (рис. 2).

В ходе испытания V и VI объектов были получены промышленные притоки углеводородов, однако записать кондиционную КВД не удалось ввиду вышеуказанных факторов. Гидродинамические характеристики пласта были определены оценочно. Таким образом, не удалось успешно испытать ни один из 6-ти объектов.

В поисках решения проблемы было произведено сравнение методов испытания скважин в обсаженном стволе с использованием следующих технологий: классические ИПТ, ИПМШ-110, свабиrowание с пакером, использование струйного насоса и компоновки PCTV (табл. 2).

Проанализировав информацию о различных способах испытания, положительные и отрицательные стороны каждого из них, был сделан вывод о том, что в сложных горно-геологических условиях наиболее оптимальным является применение ИПМШ-110 для испытания низкопроницаемых и малодебитных интервалов.

Скважина 21П-Нерцетинская была одной из первых, где использовалась технология пластоиспытания с применением ИГМШ-110. С применением ИПМШ-110 был испытан VII объект. Благодаря применению этой технологии удалось получить переливающий приток углеводородов, записать кондиционную КВД, отобрать глубинную пробу и провести ПГИ (рис. 3). Таким образом, VII объект был испытан успешно, задачи при испытании полностью решены.

Эксперты оценили проведенное испытание как успешное. Посредством закрытия на забое были получены в сжатые сроки качественные и информативные данные периода КВД, достигнуты поставленные геологические задачи получения достоверных ФЕС и скин-фактора исследуемого объекта.

Заключение

Применение новой технологии испытания пластов с помощью ИПМШ-110 в скважинах с геологической нагрузкой позволит:

- Повысить информативность испытания скважин в колонне.
- Заменить схожее дорогостоящее зарубежное оборудование на отечественный аналог.
- Уменьшить время и, следовательно, затраты на испытание более чем в 3 раза.

Таким образом, благодаря этой технологии повышается эффективность и процент успешности испытания скважин в колонне.

Таблица 2

Сравнение способов испытания скважин

№№		Метод свабиrowания с пакером	Струйный насос	Классический метод ИПТ	Пластоиспытатель Schlumberger PCTV	Метод испытания с ИПМШ-110
1. Длительность создания начальной депрессии		- Постепенное, посредством поэтапного снижения	+ Практически моментальное, посредством создания давления агрегатами	+ Моментальное, сразу после открытия забойного клапана	+ Моментальное, сразу после открытия забойного клапана	+ Моментальное, сразу после открытия забойного клапана
2. Возможность поддерживать скважину на постоянной депрессии	2.1. При исследовании высокопроницаемых объектов	+ Поддерживать депрессию можно посредством свабиrowания	+ Поддерживать депрессию можно посредством постоянной работы агрегатов	+ Поддерживать депрессию можно посредством свабиrowания	+ Поддерживать депрессию можно посредством свабиrowания	+ Поддерживать депрессию можно посредством свабиrowания
	2.2. При исследовании слабо- или среднепроницаемых объектов	+ Поддерживать депрессию можно посредством свабиrowания	- Требует больших затрат	+ Поддерживать депрессию можно посредством свабиrowания	+ Поддерживать депрессию можно посредством свабиrowания	+ Поддерживать депрессию можно посредством свабиrowания
3. Возможность проведения промыслово-геофизических исследований при спущенной компоновке		+ Внутренний диаметр пакера » 50 мм	+ Работа с герметизирующей вставкой	- Не проходной	- Не проходной	+ Вн. диаметр 45 мм обеспечивает прохождение аппаратуры 28-38 мм
4. Возможность отбора глубинных проб флюида при спущенной компоновке		+ Внутренний диаметр пакера » 50 мм	- Только с условием перевода объема скважины на пластовой флюид	- Отбор глубинных проб только над забойным клапаном	+ Встроенный пробоотборник	+ Вн. диаметр 45 мм обеспечивает прохождение пробоотборников 36 мм
5. Возможность оценки состояния удаленной зоны пласта по КВД, посредством закрытия скважины на забое		- Состояние призабойной зоны пласта определить практически невозможно	+ Возможно в кратчайшие сроки оценить истинные параметры пласта, дать заключение о состоянии призабойной зоны. Технология не всегда надежна	+ Возможно в кратчайшие сроки оценить истинные параметры пласта, дать заключение о состоянии призабойной зоны	+ Возможно в кратчайшие сроки оценить истинные параметры пласта, дать заключение о состоянии призабойной зоны	+ Возможно в кратчайшие сроки оценить истинные параметры пласта, дать заключение о состоянии призабойной зоны
6. Возможность за 1 спуск проведения перфорации на трубах и освоения на депрессии		- Депрессия создается поэтапно после проведения взрывных работ	+ Актуально для высокопроницаемых коллекторов	- Не возможно	- Не возможно	+ Актуально для слабо и среднепроницаемых коллекторов
7. Среднее время на запись КВД (опыт РН-ННГ)		15 сут	15 сут	8 часов	8 часов	8 часов

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема: «Системный подход к совершенствованию теории и практики нефтегазогеологического районирования, прогнозирования нефтегазоносности и формирования ресурсной базы нефтегазового комплекса России», № АААА-А17-117082360031-8).

ЛИТЕРАТУРА

1. Рязанцев Н.Ф., Карнаухов М.Л., Белов А.Е. Испытание скважин в процессе бурения. М. Недра, 1982. 310 с.
2. Рязанцев Н.Ф., Беляков Н.В., Домащенко Г.М. Испытание скважин в процессе бурения: Справочно-методическое пособие. М.: Физматкнига, 2004. 480 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ



Рис. 1. Компоновка ИПМШ-110

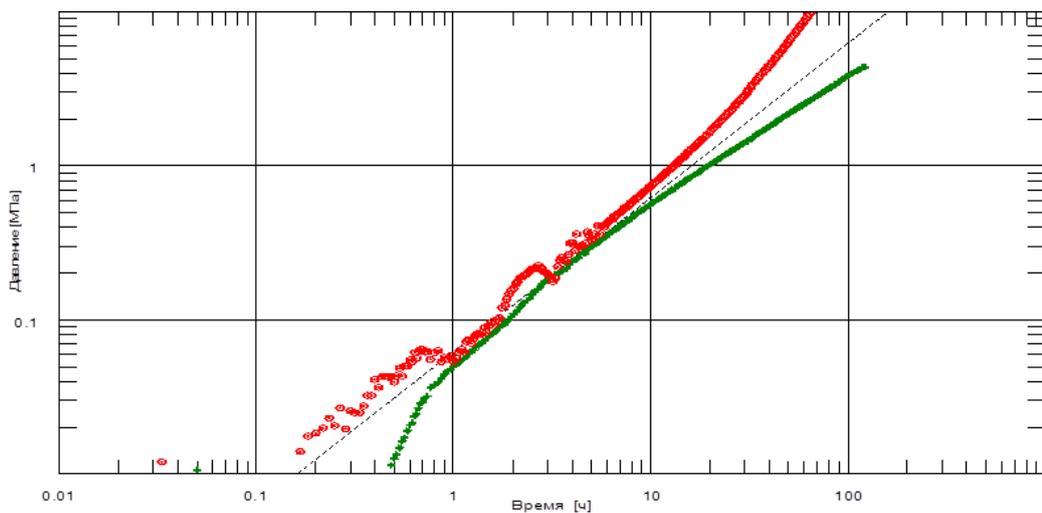


Рис. 2. Диагностический график КВД III-го объекта

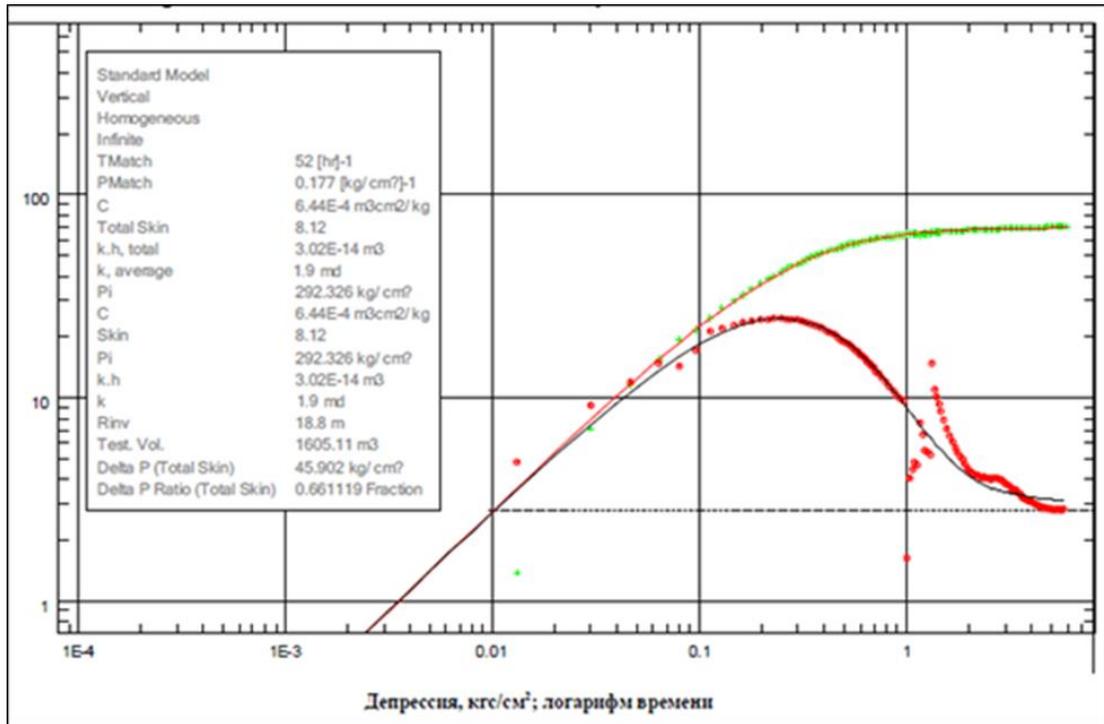


Рис. 3. Диагностический график КВД VII-го объекта