

**ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГДИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ  
КОЛЛЕКТОРОВ НА ЕМ-ЕГОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ  
SAPHIR**

**Д.Э. Хагай**

Научный руководитель профессор В.Л. Сергеев

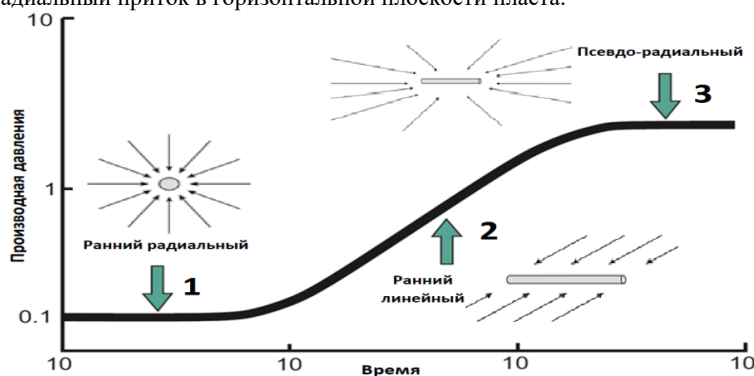
*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия.*

В настоящее время постоянно увеличивается доля месторождений с низкопроницаемыми коллекторами. Если в 90-ые годы XX века к низкопроницаемым коллекторам относили коллектора с проницаемостью менее  $0.05 \text{ мкм}^2$ , то в настоящее время эта граница снижена до  $0.01 \text{ мкм}^2$  и менее. С целью более достоверно оценить запасы в сложно построенных низкопроницаемых коллекторах, определить возможность вовлечения их в разработку и обеспечить контроль за разработкой необходимо существенно расширить работы по получению достоверной информации о продуктивных пластах. Одним из основных источников информации о продуктивном пласте являются гидродинамические исследования скважин.

Гидродинамическими исследованиями (ГДИ), позволяют оценить такие параметры, как фазовая проницаемость флюида, скин-фактор, емкость ствола скважины, пластовое давление. В случае если скважина горизонтальная, либо в ней есть трещина гидроразрыва пласта (ГРП), становится также возможным определение дополнительных параметров, таких как работающая длина горизонтального ствола, полудлина трещины, безразмерная проводимость трещины. При наличии горизонтального ствола в процессе интерпретации ГДИ также возможно разделение скин-фактора на две составляющие: механический скин-фактор и геометрический скин-фактор. На механический скин-фактор влияет множество параметров, характеризующих состояние призабойной зоны, в то время как геометрический скин-фактор напрямую зависит от геометрии ствола скважины в продуктивном пласте.

Интерпретация гидродинамических исследований (ГДИ) в скважинах с горизонтальными окончаниями значительно сложнее аналогичной интерпретации для скважин с вертикальным стволом. Это связано с тем, что структура притока к горизонтальному окончанию совершенно иная, что обуславливается его геометрическими характеристиками. Геометрические особенности ствола скважины также влияют на процесс перераспределения давления в самом пласте. Однако же если для инженера-технолога горизонтальные скважины без сомнения являются мечтой, то интерпретатора ГДИ они своего рода кошмар. Причина постфактум достаточно очевидна: реальность гораздо сложнее модели. Согласно общепринятым канонам при исследовании горизонтальных скважин на неустановившихся режимах фильтрации выделяю три основных типа притока (рис. 1) [1]:

1. начальный радиальный приток в вертикальной плоскости пласта;
2. линейный приток из пласта к стволу скважины;
3. поздний радиальный приток в горизонтальной плоскости пласта.



**Рис. 1 Основные режимы притока к горизонтальному стволу скважины**

Однако такое чередование происходит в случае довольно высокой проницаемости по вертикали, тогда геометрический скин-фактор отрицателен, и вторым режимом течения является линейный приток от верхней и нижней границ. При низкой вертикальной проницаемости геометрический скин-фактор является положительным, а поведение второго режима потока будет аналогично сферическому течению[2].

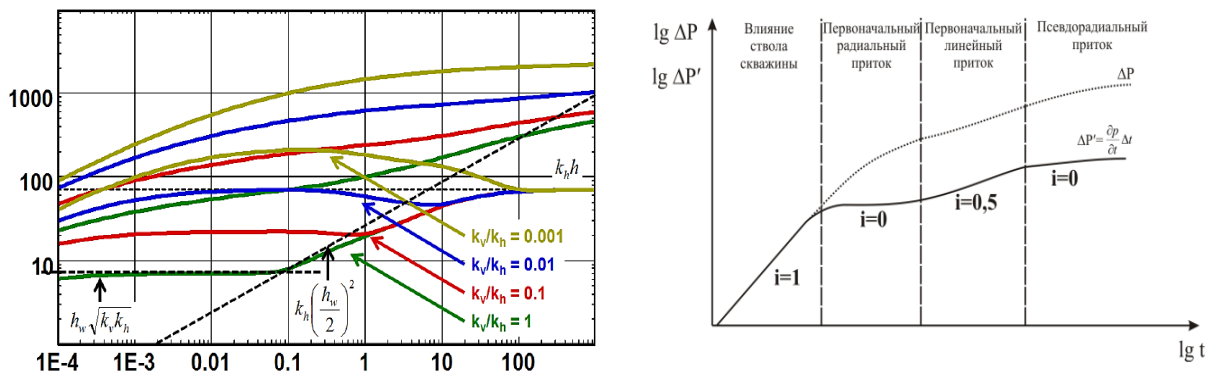


Рисунок 2. Зависимость вида диагностического графика от соотношения вертикальной и радиальной проницаемости [2]

Начальный прямолинейный участок с наклоном  $i = 1$  характеризует перераспределения давления в стволе скважины. Влияние объема ствола скважины продолжается, пока обе кривые на графике имеют одинаковый единичный наклон. Радиальный приток характеризуется наклоном  $i = 0$ , а линейный –  $i = 0,5$ . Однако динамика перераспределения давления в реальных скважинах гораздо сложнее и не всегда можно выделить последовательно сменяющие друг друга режимы притока. График производной далеко не всегда имеет плавный вид, поэтому при построении производных применяются процедуры сглаживания. Данная процедура может привести к потере информации, отсутствие которой скажется на правильности интерпретации гидродинамического исследования. Помимо основных видов притока, существуют еще и переходные, которые отдельно не рассматриваются, однако время их проявления может быть не достигнут за период исследования. Без однозначных участков стабилизации невозможно достоверно оценить ни один из параметров, характеризующих пласт или призабойную зону.

Рассмотрим особенности интерпретации ГДИ на примере Ем-Еговского месторождения.

В скважине № 1 исследование было выполнено с регистрацией кривой восстановления давления после кратковременной отработки. Средний дебит нефти составил 20 м<sup>3</sup>/сут, общее время исследования – 480 часов. Скважина эксплуатировалась механизированным способом, закрытие выполнено на устье. На рисунке 1.2 представлен диагностический график проведенного исследования, на рисунке 1.3 – график Хорнера. Как правило, на диагностическом графике, полученном в горизонтальных скважинах, возможно выделить линейный и поздний радиальный приток, а в некоторых случаях даже ранний радиальный приток в вертикальной плоскости.

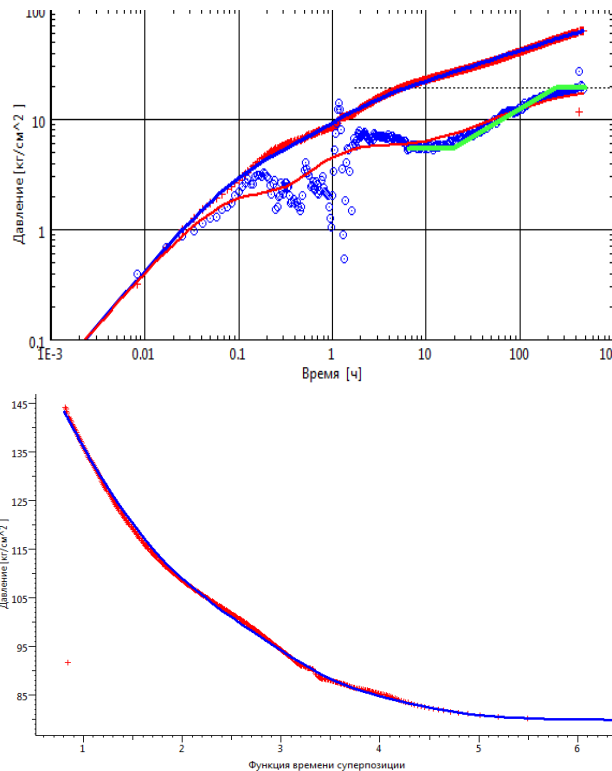


Рисунок 3 Сверху диагностический график скважины № 1 снизу обработка кривой восстановления давления по методу Хорнера. Скважина № 1

Приток из скважины составляет смесь нефти и газа, расчет выполнен по основной фазе – по нефти. На диагностическом графике отмечается достаточно сложный и неоднозначный вид кривой. Структура потоков, формирующаяся при работе горизонтальной скважины, не диагностируется, то есть невозможно четко выделить ранний радиальный или линейный приток. После выхода кривой на прямолинейный участок, который характеризует поздний радиальный приток, через 279 часов производная давления стремится вверх. Проницаемость принята по прямолинейному участку диагностического графика, составляет 0.60 мД, что является вполне характерным значением для данного пласта.

До выполаживания производной диагностического графика наблюдается «провал» приблизительно через один час после начала записи КВД. Такое поведение диагностического графика характерно для коллекторов, имеющих двойную систему фильтрации. Например, такие «провалы» наблюдаются при интерпретации ГДИ порово-трещинных и двухслойных коллекторов. Сам «провал» характеризует переход от одной системы к другой. В случае порово-трещинного коллектора такой скачок давления характеризует

переход от одной системы к другой. В случае порово-трещинного коллектора такой скачок давления характеризует

переход от трещин к матрице, а в случае двухслойного коллектора – подключение к работе низкопроницаемого пропластка[3].

Поведение на диагностического графика производной давления вверх возможно в двух случаях – наличие непроницаемой границы давления или сферического течения. Согласно классическим представлениям, описанным в работах Bourde [4], комбинация представленных графиков свидетельствует именно о сферическом течении, однако в горизонтальных скважинах оно практически невозможно. С другой стороны, границей непроницаемого давления может служить водоносная область, а отклонение может свидетельствовать о достижении границы ВНК. Такое возможно, поскольку горизонтальный ствол находится на расстоянии 5 метров от границы с водой. Если делать оценку до границы давления с учетом распространения в горизонтальной плоскости, проницаемость которой 0.60 мД, то мы получаем 215 м. Однако если мы достоверно знаем, что расстояние до ВНК составляет 5 м, то можем оценить и вертикальную проницаемость, которая будет в 40 раз ниже горизонтальной. В таком случае вертикальная проницаемость составит 0,015 мД.

Таким образом, интерпретация гидродинамических нефтяных скважин низкопроницаемых коллекторов является достаточно сложной задачей, при этом традиционные методы диагностики не позволяют решить поставленные задачи. При обработке ГДИ необходимо принимать во внимание наличие не только нефтяной части, но и газовой шапки. Предложенные в статье решения позволяют оценить не только горизонтальную, но и вертикальную проницаемость, а также коэффициент анизотропии коллектора.

#### Литература

1. Эрлагер Р. Гидродинамические методы исследования скважин. – Москва-Ижевск: 2007. – 512с.
2. Узе О., Витура Д., ФьярэО. Анализ динамических потоков – выпуск 5.12.01. – Карра, 2017. – 743с.
3. Абрамов Т.А. Применение гидродинамических исследований для определения зон фильтрации в пласте к горизонтальному стволу скважины / Т.А. Абрамов, М.Л. Карнаухова, Д.И. Шустов, Д.Э. Исламов // Известия вузов. Нефть и газ. – 2013. – № 6. – С. 39-43.
4. Баренблатт Г.И. Движение жидкостей и газов в природных пластах / Г.И. Баренблатт, В.М. Ентов, В.М. Рыжик. – М.: Недра, 1984. – 211 с.
5. Алиев З.С. Исследование горизонтальных скважин: учебное пособие / З.С. Алиев, В.В. Бондаренко. - М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 300 с.

### **УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖИ НЕФТИ И ГАЗА В ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ Н.С. Харьковская**

Научный руководитель старший преподаватель Ю.А. Максимова

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В Западной Сибири в последние годы отмечается повышение интереса к поискам залежей нефти в глубокозалегающих палеозойских отложениях. Это связано с преобладающим представлением о характере нефтегазоносности палеозойского комплекса. Изучение и анализ необходим для получения информации о природных ресурсах и предположении возможных техногенных нагрузках, о наиболее рациональных технологиях освоения, для обеспечения экологической сбалансированности природопользования, а также выявления наиболее комфортных мест разработки. В связи с этим для комплексирования и сопряженной обработки дистанционных и геофизических данных уточнение и анализ палеозойских отложений остаётся актуальной задачей.

За историю в динамике добычи нефти можно выделить два основных этапа. Небольшие годовые отборы нефти в первые 18 лет обусловлены периодичностью работы, неустойчивыми дебитами нефти и небольшим количеством (1-3 шт.) работающих скважин. На втором этапе после отработки фонтаном скважины переводились на механизированный способ эксплуатации. Это привело к увеличению добычи нефти и обводненности (до 80%) вследствие подтягивания подошвенной воды.

При разработке отложений палеозоя на нефтяных месторождениях Западной Сибири проблемным является весь комплекс вопросов [4]:

- создание адекватных трёхмерных цифровых моделей объекта;
- выбор рациональной плотности сетки и геометрии размещения скважин;
- обоснование типа конструкции скважин (наклонно-направленные, горизонтальные и т.д) и схемы их заканчивания;
- целесообразность (нецелесообразность) организации системы ППД;
- выбор оптимальных режимов эксплуатации добывающих скважин;
- целесообразность проведения различного рода ГТМ (форсирование отборов, гидроразрыв пласта и др.);
- прогнозируемая характеристика обводнения залежи, ожидаемый КИН.

При формировании и последующих преобразованиях, палеозойские отложения прошли следующие этапы:

- 1) первичный катагенез и диагенез;
- 2) формирование кор выветривания и орогенез;
- 3) формирование трещинных гидротермально-метасоматических по происхождению пород-коллекторов и вторичный катагенез.

Стадию образования нефти палеозойские породы прошли после первичного катагенеза. На орогенном этапе развития региона в зоне формирования кор выветривания сформированная в первичном катагенезе нефть, была