

первый раз для определения характеристик породы, а второй уже после проведения ГРП. Отражающие сейсмические лучи фиксируются сейсмоприемниками, определяя параметры распространения трещин. Для более точной интерпретации данных, перед пассивным сейсмическим методом проводят геофизические исследования скважин, которые позволяют качественно определить характеристики слоев горных пород, где будет проводиться ГРП.

ПСМ проводился на пласте БС<sub>18-20</sub> Мало-Балыкского месторождения и показал свою эффективность, поскольку полученные результаты практически совпали по высоте и общей длине с расчетами дизайнера подрядчиков по ГРП.

Дополнительным преимуществом технологии ПСМ является определение азимута и асимметрии трещины, которые являются очень полезными сведениями при проведении операции ГРП.

Первый в России микросейсмический мониторинг проводился за 4-х стадийным ГРП горизонтального участка скважины с расстоянием между портами 100-150 м. Гидроразрыв происходил в пласте ЮС<sub>1</sub>. При этом было выявлено 149 микросейсмических событий. Исследование показало, что азимут облака распространения микросейсмических событий был одинаков и составил 151 градус. Это дало компании-оператору информацию о направлении поля напряжений пласта, что позволит в будущем строить скважины таким образом, чтобы ГРП распространялся перпендикулярно стволу скважины – в таком случае достигается наибольшая продуктивность операции по стимуляции притока.

Метод пассивного сейсмического мониторинга, несмотря на свою эффективность, имеет некоторые ограничения по точности определения положения и параметров источника микросейсмического события. Необходимо учитывать точность позиционирования приемников (положение и ориентация), степень изученности скоростного строения коллектора, а также точность снятия показаний. Некоторые ограничения, связанные исключительно с характеристиками самого прибора, могут быть сняты путем совершенствования его технических характеристик. То есть характеристики датчиков, электрические помехи, точность определения направления, степень соединения с породой или частотой дискретизации. Другие ограничения могут снижаться с помощью адаптивной фильтрации, корреляции или других методов обработки сигнала. В то же время более детальное изучение скоростного строения требует специального исследования коллектора, которое может либо являться составной частью процесса мониторинга, либо проводиться отдельно.

Таким образом, технология пассивного сейсмического мониторинга гидроразрыва пласта из соседней скважины является полезным и очень эффективным инструментом для определения геометрических параметров трещины ГРП. Принцип работы метода непростой и требует тщательной проработки всех нюансов и неопределенностей, связанных как с самим устройством, так и с характеристиками пластов горных пород, в которых будут распространяться сейсмические волны. С учетом всех необходимых параметров, при правильной настройке приборов и предварительных геофизических исследований, метод пассивного сейсмического мониторинга позволяет оперативно определять геометрические параметры трещин и производить изменения в ходе самой операции, то есть осуществлять контроль и своевременно воздействовать на рост и распространение трещин ГРП. Это в свою очередь позволяет достигать максимального эффекта, избегать неопределенностей при проведении операции по разрыву пласта и получать высокие коэффициенты извлечения нефти.

#### Литература

1. Джоэль Г. Ле-Кливе, Ле-Бенне. Микросейсмический мониторинг развития трещин ГРП для оптимизации мероприятий по повышению нефтеотдачи месторождений на поздних стадиях эксплуатации // Технологии ТЭК 2005. – 7 с.
2. Дифференциальная акустическая анизотропия в обсаженных скважинах для оценки геометрии трещин ГРП в Западной Сибири, Россия / А.Н. Никитин, А.Г. Пасынков, Г. Макарычев, Ж. Маньер и др. // Paper SPE 102405. – 8 с.
3. Подшивалов А.И. Анализ эффективности проведения гидравлического разрыва пласта на Усть-Тегусском нефтяном месторождении // Кристаллы творчества: материалы докладов студенческой академии наук. – Т. 1. / ТюмГНГУ; под общ. ред. Т. В. Семеновой. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – С. 28 – 31.

### **КОМПЛЕКСНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ**

**Е.А. Полтавченко**

Научный руководитель ассистент Л.К. Кудряшова

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

Одним из методов контроля за параметрами пласта являются гидродинамические исследования скважин (ГДИС). Эффективное управление разработкой месторождения подразумевает проведение ГДИС с периодичностью, достаточной для получения четкого представления о динамике изменения фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) пласта и энергетического состояния залежи. Однако параметры, полученные при интерпретации результатов ГДИС, могут значительно отличаться от значений, определенных другими методами (по данным керна и ГИС). Это может быть обусловлено тем, что по керну и данным ГИС получают начальные параметры залежи – до введения скважины в эксплуатацию, а ГДИС проводят в работающей скважине (кроме ГДИС, выполненных при испытании).

Рассмотрим результаты определения ФЕС пласта на примере одного из крупных месторождений Западной Сибири. Исследуемый пласт является вторым по продуктивности, имеет сложное строение.

По данным описания керна, отложения пласта в верхней части представлены в основном алевролитами серыми песчанистыми, глинистыми, известковистыми, неяснослоистыми, биотурбированными. Отмечаются многочисленные трещины, как открытые, так и закрытые. Трещины часто ориентированы по слоистости. По плоскостям напластования отмечаются мелкие включения углефицированного растительного детрита.

Встречаются прослои песчаника серого мелкозернистого алевритистого, глинистого, известковистого, неяснослоистого, биотурбированного, с запахом УВ на свежем сколе.

В средней части изученного разреза преимущественно залегают песчаники серые, часто с буроватым или желтоватым оттенком, мелкозернистые, алевритовые, слабоглинистые, известковистые, сцементированные, неяснослоистые, участками биотурбированные. Вниз по разрезу песчаники мелкозернистые переходят в песчаники средне-мелкозернистые и мелко-среднезернистые с единичным гравием, алевритистые, слабоглинистые, известковистые, сцементированные, неслоистые, неяснослоистые, местами полого-горизонтально- и косо-волнистослоистые, участками скрыто-косослоистые. Местами наблюдаются мелкие трещинки, залеченные кальцитом. Редко отмечаются неправильные включения и прерывистые прослойки известковистого материала, иногда подчеркивающие текстуры подводного оползания.

Нижняя часть изученного разреза представлена в основном алевролитами серыми песчанистыми, глинистыми, известковистыми, косослоистыми за счет миллиметровых прослоек слюдисто-глинистого материала и аргиллита. Встречается алевролит известковистый, из-за постепенного увеличения содержания известковистого материала переходящий в алевролит известковый. По плоскостям напластования отмечается примесь слюды, редкие мелкие включения углефицированного растительного детрита и остатки углефицированной, иногда частично пиритизированной древесины. Единично наблюдаются включения и линзы углистого материала и угля черного цвета, ориентированные параллельно плоскости напластования.

Анализируя результаты литолого-петрофизических исследований в разрезе изучаемого пласта, можно выделить следующие литотипы (табл.):

- песчаники мелко-среднезернистые, с единичным гравием, алевритистые, слабоглинистые – коллекторы I, II, III и IV классов;
- песчаники мелкозернистые, единично средне-мелкозернистые, алевритовые, слабоглинистые, местами глинистые, слабоизвестковистые – коллекторы IV, V и VI классов;
- алевролиты песчаные, слабоглинистые, со следами биотурбации – коллекторы V и VI классов.

Неколлекторы в разрезе пласта представлены песчаниками мелкозернистыми, единично мелко-среднезернистыми, алевритовыми, слабоглинистыми, известковыми, единично известковистыми. Суммарная карбонатность в породах данного литотипа составляет 21,5-35,2 %.

Таблица

Обобщенная литолого-петрофизическая характеристика отложений

Литотип	Класс коллектора	Проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	Пористость, %	Плотность, г/см <sup>3</sup>	
				объемная	минералогич.
Песчаники мелко-среднезернистые, с единичным гравием, алевритистые, слабоглинистые	1	1724,66	22,4	2,06	2,66
	2	<u>500,39-907,14</u> 629,81	<u>18,6-21,2</u> 20,0	<u>2,08-2,16</u> 2,12	<u>2,64-2,66</u> 2,65
	3	<u>123,33-499,35</u> 324,06	<u>16,2-20,9</u> 19,4	<u>2,10-2,22</u> 2,14	<u>2,63-2,67</u> 2,65
	4	<u>14,05-83,23</u> 48,64	<u>11,4-18,4</u> 19,9	<u>2,17-2,35</u> 2,26	<u>2,65-2,66</u> 2,65
Песчаники мелкозернистые, единично средне-мелкозернистые, алевритовые, слабоглинистые, местами глинистые, слабоизвестковистые	4	<u>10,0-80,7</u> 29,3	<u>18,6-22,8</u> 20,7	<u>2,06-2,18</u> 2,12	<u>2,65-2,69</u> 2,67
	5	<u>1,00-8,50</u> 3,82	<u>16,2-20,9</u> 18,6	<u>2,12-2,24</u> 2,18	<u>2,65-2,69</u> 2,68
	6	<u>0,11-0,85</u> 0,49	<u>12,8-18,7</u> 16,7	<u>2,18-2,35</u> 2,24	<u>2,65-2,70</u> 2,68
Алевролиты песчаные, слабоглинистые, со следами биотурбации	5	<u>1,28-3,20</u> 2,24	<u>17,3-20,8</u> 19,1	<u>2,12-2,22</u> 2,17	<u>2,68-2,69</u> 2,68
	6	<u>0,22-0,94</u> 0,56	<u>14,2-19,7</u> 18,2	<u>2,15-2,30</u> 2,19	<u>2,68-2,69</u> 2,68
Песчаники мелкозернистые, единично средне-мелкозернистые, алевритовые, слабоглинистые, известковые, единично известковистые	неколлектор	<u>0,02-0,99</u> 0,17	<u>1,9-11,7</u> 5,0	<u>2,38-2,64</u> 2,55	<u>2,66-2,69</u> 2,68

Примечание: в знаменателе – среднее значение

В целом отложения пласта представлены породами со средними, пониженными и низкими коллекторскими свойствами (III-V класс), реже отмечаются породы с высокими (II класс) ФЕС. Неколлекторы приурочены к известковым разностям пород с порово-базальным кальцитовым цементом.

Таким образом, основной объем образцов пород изучаемой свиты характеризуются пористостью 18-20%, объемной плотностью 2,1-2,2 г/см<sup>3</sup>. Наибольшее количество определений проницаемости приходится на интервалы 8-16·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup> и 256-512·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>, остаточной водонасыщенности 20-30 %, глинистости 8-10 %, карбонатности 4-8 %.

При проведении ГДИС в этой же скважине были получены другие значения фильтрационных параметров: проницаемость составляла 30·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>, скин-фактор – 8,3. Полученное положительное значение скин-фактора может быть связано с перетоками между пропластками различной насыщенности (нефть+газ), а значит различной пьезо- и гидропроводностью. Также положительный скин-фактор может быть обусловлен неполным вскрытием продуктивного пласта.

Подобное расхождение в фильтрационных параметрах, определенных по керну и при обработке данных ГДИС, обусловлено различием в методиках их получения. Лабораторные изучения керна выполняются с высокой точностью и изучают параметры каждого пропластка в отдельности. А ГДИС учитывают фильтрацию флюида в пластовых условиях сразу по всей толщине залежи, усредняя тем самым параметры. Однако радиус изучения ГДИС значительно больше – может составлять более километра, тогда как кернавые исследования способны отражать свойства пласта непосредственно в самом стволе скважины. Поэтому для анализа состояния разработки на месторождениях широко применяют данные, полученные с помощью ГДИС [1, 2].

Таким образом, проведенные исследования показали, что при частом неоднородном переслаивании отложений, только отбор керна и ГИС позволяют определить параметры залежи. Такое детальное расчленение позволит выбрать наиболее нефтегазоперспективный интервал пласта. В то время как методы ГДИС способствуют контролю динамики изменения параметров непосредственно в процессе самой разработки.

#### Литература

1. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 476 с.
2. Разработка малопродуктивных нефтяных месторождений / В.Д. Лысенко и др. – М.: Недра, 2001. – 284 с.

### **«ЦИФРОВАЯ ПЕТРОФИЗИКА» ПРИ ИЗУЧЕНИИ КОЛЛЕКТОРОВ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ**

**А.А. Пономарев**

Научный руководитель доцент М.Д. Заватский

*Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия*

В настоящее время в России отмечается снижение дебитов добычи нефти, обусловлено это истощением активных запасов, в сравнении с началом освоения Западной Сибири 60–80-х годов прошлого столетия. Дело осложняется тем, что коллекторы с низкой проницаемостью и высокой вязкостью нефти, относящиеся к категории трудноизвлекаемых запасов, не поддаются стандартным петрофизическим методам исследования. Появляется необходимость внедрения инновационных подходов и применения нестандартных методик изучения, а так же экономии средств при изучении свойств горных пород.

В данной работе рассматриваются недостатки стандартных методов определения фильтрационно-емкостных свойств сложных коллекторов; предлагается тестовый вариант экспресс-анализа керна по средствам технологии «Цифровой керн»; обсуждаются перспективы использования комплексной разноуровневой томографии при прогнозировании гидроразрыва пласта и кислотной обработки.

Прежде всего, к коллекторам с трудноизвлекаемыми запасами в Западной Сибири относятся: ачимовская, тюменская, кузнецовская и баженовская свиты. По геологическим аспектам эти залежи совершенно разные, но все-таки есть одно сходство. Запасы можно отнести к трудноизвлекаемым по следующим характеристикам: низкие фильтрационно-емкостные свойства: пористость и проницаемость; литологическая изменчивость; неоднородность в пространственном расположении по площади; повышенный градиент пластового давления продуктивных горизонтов [1].

Приведенные выше проблемы свидетельствуют о том, что стандартные методы определения фильтрационно-емкостных свойств по керну будут неэффективны, так как при пробоподготовке образцов – экстракции углеводородов – не удается извлечь органику полностью, в микро и нанопорах остаются битумоиды, что априори искажает результаты исследований. Поэтому автор данной работы видит перспективы применения комплексной томографии для получения приближенных к истине результатов.

Тест-схема внедрения «Цифровой петрофизики» в комплекс исследований керна представлена на рис. 1.

Автор считает, что главным образом движение флюида в резервуаре зависит: а) от структуры пустот горной породы; б) от соотношения гидрофильных и гидрофобных минералов. В этой связи была предложена краткая схема изучения свойств горных пород. Для привязки керна к геофизическим исследованиям скважин использовать стандартный гамма-каротаж керна; далее делать томографию полноразмерного керна (выявление крупных пустотных неоднородностей, также определение мест для отбора образцов на микротомографию). Диаметр цилиндров образцов для исследований на микротомографе предлагается использовать 30 мм и 8 мм – вторых в два раза больше. Будут рассчитываться фильтрационно-емкостные свойства; создаваться 3D модели