

УДК 504.054

**ДИАГНОСТИКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ВЕРТИКАЛЬНЫХ
И НАКЛОННО-ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА НЕФТЕГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЯХ И ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩАХ ГАЗА.
ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ**

© Климов В.В.

Кубанский государственный технологический университет г. Краснодар

*В работе представлены новые разработки в области диагностики
технического состояния скважин в сложных горно-геологических условиях.*

***Ключевые слова:** обсадная колонна, износ, повреждения, переток
флюидов, горизонтальные скважины, дефектоскоп, АВПД и Т.*

Проблема обеспечения эксплуатационной надежности, экологической безопасности и эффективности работы скважин на месторождениях углеводородного сырья весьма актуальна и многопланова. Она определена рядом взаимосвязанных

проблем на этапах строительства и эксплуатации скважин, основными из которых являются:

- оценка качества цементирования скважин или разобщения пластов-коллекторов с различным флюидосодержанием (АКЦ);
- определение состояния контактов цементного камня по границам колонна-цемент-порода и флюидопроводящих каналов в нем;
- обнаружение повреждений и мест негерметичности в обсадных колоннах (рис. 2);

- определение причин образования межпластовых перетоков флюидов, межколонных давлений (МКД) и путей миграции газа за обсадными колоннами;
- определение источников обводнения продукции скважин;
- выбор рациональной технологии проведения ремонтных работ по герметизации заколонного пространства скважин и др.

С увеличением объемов строительства и сроков эксплуатации глубоких и наклонно-горизонтальных скважин все большее значение приобретают вопросы диагностики технического состояния обсадных колонн, испытывающих повышенные изгибающие и прижимающие нагрузки, что обуславливает ускоренный механический износ обсадных труб со вскрытием резьбовых соединений, разрушение обсадных колонн в местах перегибов стволов скважин и коррозионных повреждений.

Указанные дефекты цементного кольца и повреждения обсадных колонн определяют возникновение межпластовых перетоков флюидов, межколонных давлений (МКД), обводнение добываемого углеводородного сырья, загрязнение источников водоснабжения, а также экологические потрясения.

Все вышеизложенное обуславливает необходимость проведения больших объемов разноплановых и дорогостоящих ремонтно - изоляционных работ (РИР), успешность которых напрямую связана с получением достоверных геофизических данных о техническом состоянии крепи скважин (обсадных колонн и цементного камня).

В свою очередь, достоверность результатов геофизических исследований скважин (ГИС) непосредственно определяется эффективностью применяемых геофизических методов диагностики и технических средств.

Попутно отметим, что контроль технического состояния обсадных колонн и цементного камня в нефтегазовой отрасли России регламентируется:

-РД 153-39.0-072-01 - «Технической инструкцией по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах». М., 2002 г.

-РД 153-39.0-109-01 «Комплексирование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений» (М., Минэнерго РФ, 2002 г.) и другими нормативными документами.

Однако в указанных документах особенности проведения геофизических исследований скважин на ПХГ и на нефтегазовых месторождениях с АВПД и высокими температурами вообще не рассмотрены. Кроме того, ни у разработчиков указанных выше нормативных документов, ни у геофизиков – производственников нет четкого понимания как самого понятия «техническое состояние скважин», так и задач геофизических исследований. (Под техническим состоянием часто понимается больший или меньший набор его параметров вне связи с временным фактором). Так, в вопросах: где, что, зачем, как, когда и чем контролировать нет единства мнений. Например:

- стандарт Евро-Азиатского геофизического общества СТ ЕАГО-045-01 регламентирует определение такого умозрительного параметра, как «эксцентриситет стенок колонны... (п. 51, с. 24), что вызывает, по меньшей мере, недоумение и удивление;

- стандарт Евро-Азиатского геофизического общества СТ ЕАГО-046-01 предусматривает только:

- а) определение траектории и конфигурации ствола скважины;

- б) оценку качества цементного кольца и изолирующих мостов;
- г) определение толщины обсадных колонн и лифтовых труб;
- д) определение состояния технологического оборудования эксплуатационных скважин и глубины прихвата бурового инструмента в бурящихся скважинах;
- РД 153-39.0-072-01 (раздел 24.3.) предписывает измерение:
 - «...максимальной суммарной толщины двух (обсадных) труб – до 19 мм;
 - « минимальной протяженности обнаруживаемого дефекта вдоль оси трубы – 75 мм, а поперек оси – 0,5 периметра трубы при ширине зазора не менее 0,1 мм».

Указанные диагностические параметры не имеют ни научного обоснования, ни практического значения, т.к. суммарная толщина двух труб никоим образом не характеризует их прочностные свойства (ни первой, ни второй и ни двух труб вместе), а минимальная протяженность сквозного дефекта вдоль оси трубы – 75 мм входит еще и в противоречие с ГОСТ –632–80, который регламентирует их производство.

Таким образом, несовершенство нормативных документов и путаница с диагностическими параметрами приводит к проведению больших объемов ГИС, не имеющих практического значения.

Проведенные нами исследования [1] показали, что:

1. Существующие нормативные документы не регламентируют проведение геофизических исследований в наклонно – горизонтальных скважинах, а методическое и программно-математическое обеспечение ГИС, разработанное ранее для вертикальных скважин, не учитывает ограничения геофизических методов и приборного обеспечения.

2. Целый ряд геофизических методов (термометрии, АКЦ, спектральной шумометрии и др.), традиционно применяемых в нефтяных скважинах, обладает существенными ограничениями к применению в газовых скважинах [2-6].

3. Геофизические методы и приборное обеспечение, применяемые для контроля технического состояния обсадных колонн как в России, так и за рубежом, имеют ограничения к применению в наклонно-горизонтальных скважинах (из-за эксцентриситета скважинных приборов) и не могут обеспечить достоверность получаемой информации из-за намагниченности обсадных колонн и других дестабилизирующих факторов [7-10].

4. Традиционные подходы и методики оценки качества цементирования скважин принципиально не позволяют определить герметичность заколонного пространства, т.к. ограничиваются оценкой состояния контактов цементного камня по границам «колонна-цемент» и «цемент-порода» и не предполагают наличие переточных каналов в самом цементном камне.

Таким образом, можно констатировать, что в геофизической отрасли нет ни нормативной базы, ни достаточно эффективных серийных технических средств и технологий для производства ГИС, позволяющих получать достоверную информацию о техническом состоянии крепи в наклонно-горизонтальных скважинах и на нефтегазовых месторождениях с АВПД и высокими температурами.

Для решения указанных проблем автором выполнено следующее:

1. Сформулированы первоочередные задачи ГИС и разработана научно обоснованная концепция контроля технического состояния крепи скважин [1, 2, 11];

2. Определены необходимые дополнительные диагностические параметры и критерии оценки технического состояния обсадных колонн;

3. Выявлены принципиальные недостатки геофизических методов, технических средств и технологий, применяемых для определения дефектов крепи в наклонно-горизонтальных скважинах и на месторождениях с АВПД и высокими температурами [12-19];

4. Проведен анализ влияния дестабилизирующих факторов на достоверность получаемых геофизических данных и результаты их интерпретации;

6. Разработаны новые технические решения, направленные на повышение достоверности и реализации:

- магнитных методов и электромагнитной трубной профилометрии;
- высокочувствительной малоинерционной термометрии;
- механо-акустического метода контроля технического состояния крепи скважин (не имеющего аналогов за рубежом) и комплексного термомехано-акустического способа оценки цементирования скважин.

7. Разработан комплекс приборов нового поколения [20] для контроля технического состояния крепи скважин.

8. Разработаны новые технологии ГИС:

- комплексной оценки качества цементирования скважин;
- определения мест негерметичности обсадных колонн с малыми утечками (по газу);

- определения путей распространения ремонтных тампонажных составов за обсадными колоннами для ликвидации МКД и перетоков флюидов;

- определения сквозных повреждений обсадных колонн в наклонно-горизонтальных скважинах;

- определения источников обводнения добываемой углеводородной продукции.

9. Разработаны методические основы контроля технического состояния крепи скважин, включающие:

- «Методику интерпретации данных профилометрии обсадных колонн» в наклонно-направленных и «горизонтальных» скважинах;
- «Регламент проведения геофизических исследований скважин при разработке газовых, газоконденсатных месторождений и эксплуатации подземных хранилищ газа.

Указанный аппаратный комплекс и методические основы контроля технического состояния крепи скважин нашли практическое применение более чем в 100 скважинах.

На их базе, впервые в отрасли, оказалось возможным разработать:

- программно-математическое обеспечение для корректного определения геометрических параметров обсадных труб в наклонно - горизонтальных скважинах;

- нормативный документ - «Регламент проведения геофизических исследований и методология геолого-геофизического контроля технического состояния крепи вертикальных и наклонно-горизонтальных скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях с аномально высокими пластовыми давлениями и температурами», согласованный в Нижне-Донском Управлении Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору.

Таким образом, решена триединая задача - разработаны новые технические средства, новые технологии ГИС и методология геолого-геофизического контроля технического состояния крепи нефтегазовых скважин с большими отклонениями стволов от вертикали и на месторождениях с аномально высокими пластовыми давлениями и температурами.

Указанные технические средства и технологии ГИС базируются на новых технических решениях, признанных изобретениями и запатентованы в России (патенты [21-24] и [25-29] соответственно).

Литература

1. *Климов В.В.* Научно-методические основы, аппаратура и технологии геофизического контроля технического состояния скважин на примере газовых месторождений и подземных хранилищ газа. М.: ИРЦ Газпром, 2008. 300 с.
2. *Климов В.В.* Повышение достоверности результатов ГИС для контроля крепи горизонтальных скважин // Oil & Gas RUSSIA, 2008. № 1–2. С. 36–40.
3. *Климов В.В.* Возможности и ограничения метода спектральной шумометрии // Каротажник, 2001. № 80. С. 54–59.
4. *Климов В.В., Климов Е.В.* Возможности и ограничения акустических методов контроля цементирования // Каротажник, 2009. № 4 (181). С. 120–131.

5. *Климов В.В.* Повышение достоверности контроля крепи горизонтальных скважин // OIL & GAS JOURNAL (RUSSIA), 2012. № 10. С. 62–66.
6. *Колесниченко В.П., Кравцов И.Н., Климов В.В.* Возможности и ограничения магнитоимпульсного метода контроля технического состояния обсадных колонн и насосно-компрессорных труб // Каротажник, 2006. Вып. № 5 (146). С. 38–50.
7. *Климов В.В., Енгибарян А.А.* Возможности и ограничения применения метода электромагнитной трубной профилометрии // Каротажник, 2007. № 7 (160). С. 44–50.
8. *Климов В.В., Климов Е.В.* Диагностика технического состояния обсадных колонн: анализ возможностей и ограничений к применению метода электромеханической трубной профилометрии // Каротажник, 2009. № 6 (183). С. 65–70.
9. *Климов В.В., Климов Е.В.* Проблемы дефектоскопии обсадных колонн нефтегазовых месторождений и подземных хранилищах газа // Каротажник, 2009. № 10 (187). С. 83–93.
10. Повышение информативности электромагнитной дефектоскопии обсадных колонн в скважинах / *А.Т. Колесниченко, В.Х.-М. Дулаев, А.Я. Петерсон и др.* // Э.И. серия Бурение, 1986. № 7. С. 20–23.
11. *Климов В.В.* Концепция и задачи контроля технического состояния крепи скважин на месторождениях и ПХГ // Специализированный сборник. Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений, 2007. № 2. С. 60–65.
12. *Климов В.В.* Диагностика технического состояния обсадных колонн нефтегазовых скважин // Каротажник, 2008. №1 (166). С. 10–37.
13. *Климов В.В.* Повышение достоверности результатов геофизических исследований при контроле технического состояния крепи наклонно-направленных и горизонтальных скважин // Специализированный сборник. Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений, 2008. № 3. С. 41–47.
14. *Климов В.В., Гераськин В.Г.* Повышение достоверности результатов геотермических исследований в скважинах на нефтегазовых месторождениях и ПХГ // Научно-технический сборник. Транспорт и подземное хранение газа. М.: ИРЦ Газпром, 2008. № 2. С. 19–23.
15. *Климов В.В., Климов Е.В.* Проблемы дефектоскопии обсадных колонн нефтегазовых месторождений и подземных хранилищах газа // Каротажник, 2009. № 10 (187). С. 83–93.
16. *Климов В.В.* Диагностика обсадных колонн // Oil & Gas RUSSIA, 2013. № 5 (71). С. 59–66.
17. *Климов В.В.* Повышение эффективности работы нефтегазовых скважин // Новые технологии ГИС. Нефть. Газ. Новации. Самара, 2014. № 7. С. 48–1.
18. *Климов В.В.* Диагностика обсадных колонн электромагнитными методами. Проблемы и решения // OIL & GAS JOURNAL (RUSSIA), 2015. № 5 (93). С. 54–58.
19. *Климов В.В.* Контроль технического состояния крепи скважин в условиях аномально-высоких пластовых давлений и температур // OIL & GAS JOURNAL (RUSSIA), 2014. № 10 (87). С. 72–76.
20. *Климов В.В.* Аппаратура контроля технического состояния скважин // Газовая промышленность, 1997. № 5. С. 48.
21. Патент RU № 2328731, G 01 N 27/82. Магнитный локатор дефектов повреждения труб.
22. Патент RU № 2410538, E 2 1B 47/08, G 01 N 27/8. Устройство для исследования технического состояния ферромагнитных труб.
23. Патент RU № 2193169, G 01 K 7/24. Устройство для дистанционного измерения температуры.
24. Патент RU № 2315268, G 01 K 7/24. Устройство для дистанционного измерения температуры.
25. Патент RU № 2102597, E 21 B 47/14. Способ контроля состояния крепи скважин.
26. Патент RU № 2405936, E 21 B 47/14. Способ комплексной оценки качества цементирования скважин и разобщения пластов-коллекторов.
27. Патент RU № 2405934, E 21 B 47/10, E 21 B 47/12, G 01 V 5/10. Способ определения технического состояния скважин.
28. Патент RU № 2199007, E 21 B 47/10. Способ определения технического состояния скважин.
29. Патент RU № 2134779, E 21 B 47/00. Способ определения технического состояния обсадных колонн и устройство для его осуществления