

УДК 622.276

ИССЛЕДОВАНИЕ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН НА САМОТЛОРСКОМ НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

STUDY OF INJECTION WELLS IN THE SAMOTLOR OIL AND GAS FIELD

Петрушин Евгений Олегович

ведущий технолог по добыче нефти и газа,
ЦДНГ1 ОАО «Печоранефть»
eopetrushin@yahoo.com

Арутюнян Ашот Страевич

кандидат технических наук,
доцент кафедры прикладной математики,
Кубанский государственный
технологический университет
mereniya@mail.ru

Самойлов Александр Сергеевич

инженер,
ООО «НК «Роснефть» – НТЦ»,
Департамент лабораторных исследований,
Отдел нормирования технологических потерь
и отбора пластовых флюидов,
Сектор отбора пластовых флюидов
sasamoylov@rn-ntc.ru

Аннотация. В статье изложены задачи исследования нагнетательных скважин, методика проведения исследовательских работ, рекомендации по комплексу измерений в зависимости от характера решаемых задач при контроле и регулировании процесса разработки. Приведены основные технические и метрологические характеристики применяемой аппаратуры, определена область её применения.

Ключевые слова: гидродинамические исследования водонагнетательных скважин, геофизические исследования при ремонте нагнетательных скважин, методы контроля за разработкой нефтяных месторождений, регулирование процесса разработки, определение приёмистости водонагнетательных скважин.

Petrushin Evgeniy Olegovich

Leading oil and gas production
technologist,
JSC «Pechoraneft»
eopetrushin@yahoo.com

Arutyunyan Ashot Straevich

Candidate of Technical Sciences,
Assistant professor of pulpit applied
mathematicians,
Kuban State University of Technology
mereniya@mail.ru

Samoylov Alexander Sergeevich

Engineer,
Limited liability company «NC «Rosneft»
research and technical centre»,
Department of laboratory research,
Department of rationing process losses
and selection of reservoir fluids,
Sector selection of reservoir fluids
sasamoylov@rn-ntc.ru

Annotation. The article outlines the objectives of the study of injection wells, methods of research, recommendations for measuring the complex, depending on the nature of the tasks under the control and management of the development process. The main technical and metrological characteristics of the apparatus used is defined area of its application.

Keywords: hydrodynamic studies water injection wells, geophysical studies in the repair of injection wells, methods of control over the development of oil fields, regulation of the development process, definition of water injection wells injectivity.

Основным методом регулирования процесса разработки нефтяных месторождений является поддержание пластового давления разрабатываемых пластов путём их искусственного заводнения. Эффективность принятой системы разработки определяется не только степенью достоверности получаемой информации о геологическом строении объекта разработки, но и знанием закономерностей его заводнения, которые устанавливаются по результатам исследований нагнетательных скважин. Поэтому решение вопросов исследования нагнетательных скважин с целью систематических наблюдений как за закачкой воды, так и их технического состояния имеет первостепенное значение при контроле за разработкой нефтяных месторождений, а также при охране недр и окружающей среды. Однако отсутствие единого методического руководства по исследованию нагнетательных скважин, включающего методику их проведения и оптимальный комплекс изме-

рений в зависимости от решаемых задач, в значительной степени снижает эффективность получения достоверной информации по этой категории скважин.

Общие положения

1. Геофизические и гидродинамические исследования водонагнетательных скважин проводятся с целью решения следующих задач нефтепромысловой геологии:

- определения профиля приёмистости перфорированных пластов;
- определения гидродинамических параметров: пластового и забойных давлений, коэффициента приёмистости, осреднённого значения коэффициента гидропроводности пласта в районе исследуемой скважины (метод установившихся режимов нагнетания) или на участке между двумя исследуемыми скважинами (метод восстановления давления);
- обоснования технического состояния скважины: целостность обсадной колонны НКТ, герметичность затрубного пространства, состояние забоя;
- исследования для целей капитального ремонта;
- исследования при вводе скважины в эксплуатацию или при переходе на другой объект нагнетания;
- работы с опробователями пластов на трубах.

2. По заявке заказчика (НГДУ, УБР, УПНП и КРС) исследования в скважинах проводятся в период её эксплуатации, до ремонтных работ, в период их проведения и после завершения.

Состав комплекса геофизических исследований в зависимости от категории скважины, условий проведения измерений и решаемых задач регламентируется настоящим руководством [1].

3. При необходимости решения нескольких задач в одной скважине перечень необходимых геофизических исследований представляет собой комбинацию из комплексов, применение которых рекомендуется настоящим руководством для решения каждой из поставленных задач.

4. Методы исследований, применение которых необходимо для решения конкретных задач, подразделяются на *основные* и *дополнительные*. Эффективность и целесообразность применения дополнительных методов для каждого района должны быть установлены путём проведения специальных опытно-методических работ. Комплексы методов могут уточняться в зависимости от конкретных геолого-технических условий, наличия аппаратуры и особенностей разработки отдельных нефтяных месторождений, а также поставленных задач по взаимно согласованному плану между геофизической и промыслово-геологической службами.

5. Промыслово-геофизические исследования в скважинах проводятся согласно заявке заказчика. Порядок приёма и выполнения заявок должен соответствовать «Основным условиям производства промыслово-геофизических и прострелочно-взрывных работ в нефтяных скважинах» [2].

6. Готовность скважин к промыслово-геофизическим исследованиям согласно требованиям разделов 4 и 12 «Правил безопасности в нефтегазодобывающей промышленности» [3], а также настоящего документа оформляется актом. За подготовку скважины и достоверность указанных в заявке сведений о техническом состоянии скважины, расходе жидкости, давлении на устье отвечает заказчик.

7. Геофизические исследования, не предусмотренные настоящим документом (кислотные обработки, ТГХВ, ТХО и др.), проводятся по специальному плану, составленному подрядчиком и заказчиком, в котором определяется необходимое оборудование, участие бригады ПРС и КРС в процессе проведения исследований и комплекс измерений.

Гидродинамические исследования водонагнетательных скважин

К гидродинамическим методам исследования относятся методы определения свойств или комплексных характеристик пластов и скважин по данным наблюдений на изучаемом объекте взаимосвязи между приёмистостью водонагнетательных скважин и определяющими её перепадами давления в пласте.

В практике гидродинамических исследований водонагнетательных скважин используется два основных метода:

1) *метод установившихся режимов*, который сводится к измерению приёмистости скважин и забойных давлений на нескольких (не менее трёх) режимах, построению зависимости «приёмистость – забойное давление» или «приёмистость – депрессия» ($P_{пл} - P_{заб}$) и последующей обработки полученной информации с целью определения коэффициента приёмистости скважины и оценки гидропроводности пласта в её районе;

2) *метод восстановления давления*, который сводится к прослеживанию изменения забойного давления в нагнетательной скважине после резкого изменения установившегося режима закачки с одновременным прослеживанием (при необходимости) оттока жидкости из пласта в ствол скважины и последующей обработки полученной информации с целью определения гидропроводности пласта, приёмистости скважины, коэффициента её гидродинамического совершенства и др.

Определение приёмистости водонагнетательных скважин

Приёмистость водонагнетательных скважин измеряется счётчиками или расходомерами диафрагменного типа, турбинными, электромагнитными и другими приборами, установленными на кустовых насосных станциях (КНС) в соответствии с инструкциями по эксплуатации этих приборов.

Основным технологическим требованием к системе контроля приёмистости является обеспечение возможности отдельного измерения приёмистости каждой нагнетательной скважины.

Водонагнетательная система должна иметь индивидуальный водовод от кустовой насосной станции (КНС), индивидуальную систему измерения расхода. Последнее условие соблюдается не везде, поэтому для измерения суммарного расхода воды в нагнетательных скважинах, не оборудованных средствами индивидуального измерения расхода, его можно производить скважинным расходомером в насосно-компрессорных трубах (НКТ); допускается располагать расходомер в манифольдной линии, помещая его через фланец, устанавливаемый специально для этой цели. Диаметр эксплуатационной колонны водонагнетательных скважин 5–6", применяемые насосно-компрессорные трубы преимущественно 2,5"; для обеспечения беспрепятственного пропуска и извлечения скважинных приборов башмак НКТ оборудуется направляющей воронкой.

Основные требования к технологии исследования профилей приёмистости

Технологические операции по подготовке водонагнетательных скважин к исследованию профилей приёмистости приборами прямого измерения (расходомерами) и по проведению самих исследований, коррекция полученных профилей и их интерпретация производятся в соответствии с действующими методическими документами по применению потокометрических скважинных измерений при послойном определении характера эксплуатируемого разреза.

При исследованиях должны выполняться следующие основные требования:

- до начала исследований должен быть проведён замер приёмистости скважины;
- путём сопоставления замеренной приёмистости на поверхности и суммарной приёмистости, измеренной глубинным прибором, при его установке над верхними перфорационными отверстиями должен быть определён поправочный коэффициент, учитывающий неполную пакеровку прибора и возможное несоответствие скважинных условий условиям градуировки прибора;
- исследование должно проводиться при установившемся режиме нагнетания (режим можно считать установившимся, если за 30 мин. по показаниям прибора, установленного над верхними перфорационными отверстиями, расход воды изменяется не более чем на 3 %);
- результаты измерений должны быть проведены точно по глубинам.

По результатам точечных замеров расхода воды для каждого режима строятся обычные профили приёмистости, где показания расходомера даются в имп/мин. При определении расхода в м³/сут. используются градуировочные графики расходомеров, полученные до и после скважинных исследований. Для количественных определений расхождение между осреднёнными графиками предварительного и повторного градуирования должно быть не больше приведённой погрешности прибора. В таких случаях для интерпретации используется усреднённый график. По данным градуировки на профиль приёмистости наносится шкала расхода в м³/сут. с указанием порога срабатывания прибора.

Значение расходов считаются в не перфорированных интервалах колонны, а по отдельным пластам определяются как разность расходов, полученных выше и ниже перфорированных интервалов.

Основные способы определения забойных давлений в водонагнетательных скважинах

Забойные давления определяются:

- по данным прямого измерения глубинным манометром непосредственно на забое скважины;
- по данным измерения динамических уровней жидкости или прямых измерений глубинными манометрами в точках, отстоящих на значительном расстоянии от забоя – в скважинах, в которых по техническим причинам невозможен спуск приборов на забой;
- по данным измерений давления на устье.

Прямые измерения забойного давления производятся стандартными глубинными манометрами или комплексными приборами, имеющими датчики давления, в соответствии с инструкциями по эксплуатации этих приборов.

При использовании тензометрического датчика для определения забойного давления используется формула:

$$P = C \cdot (R - R_{атм}),$$

где P – избыточное давление, МПа; C – постоянная датчика, МПа/Ом; R – сопротивление компенсатора измерительного моста, соответствующее измеряемому давлению, Ом; $R_{атм}$ – то же для давления.

Геофизические исследования при ремонте нагнетательных скважин

Первыми признаками имеющихся непроизводительных закачек в действующих нагнетательных скважинах в результате затрубной циркуляции или негерметичности обсадной колонны являются увеличение приёмистости и снижение давления закачки по сравнению с предшествующим периодом. Эти данные по режиму закачки воды в скважину дают основание для проведения дополнительных исследований промыслово-геофизическими методами с целью определения интервалов ухода закачиваемой жидкости.

Геофизические исследования при ремонте нагнетательных скважин должны проводиться как в интервале объекта разработки с целью выявления возможных затрубных перетоков, негерметичности забоя, так и выше его (по стволу) с целью определения мест негерметичности обсадной колонны, возможных межпластовых перетоков за колонной.

Значительная часть задач по содержанию и способам их решения подобна рассмотренным для добывающих скважин (выделение интервала негерметичности колонны, определение межпластовых перетоков при герметичной обсадной колонне и др.). Однако способы решения отдельных задач учитывают особенности работы нагнетательных скважин. К таким относятся применение термометрии, нейтронных методов, радиоактивных изотопов для выделения интервалов заколонной циркуляции, оценки герметичности обсадной колонны при работе скважины на самоизлив.

Учитывая влияние работы нагнетательной скважины на строение теплового поля, необходимо чтобы зумпф скважины был не менее 20 м, минимальное время остановки для восстановления теплового поля для скважин, работающих более года, составляет 10–48 часов. В период остановки скважины и проведения термометрии гер-

метизация устья должна исключать возможность движения жидкости в стволе скважины. Режим измерений и требования к чувствительности аппаратуры остаются такими же, как и при решении аналогичных задач в добывающих скважинах.

Исследования технического состояния начинаются с замера температуры по стволу остановленной скважины со скоростью $V = \frac{2000}{T}$ в масштабе глубин 1 : 500, температуры 0,1 °С/см. Наличие аномалий, не связанных с изменением температуры, обусловленной естественным тепловым полем, указывает на негерметичность колонны или заколонные перетоки. Регистрация диаграмм ГК, кроме привязки глубин к разрезу, в ряде случаев позволяет выделить интервалы увеличения естественной гамма-активности, которые соответствуют интервалам нарушения герметичности колонны. Это особенно характерно при закачке сточных вод, когда в интервалах ухода воды через повреждения в колонне отлагаются соли повышенной радиоактивности.

После анализа измерений по стволу скважины принимают решение о проведении детальных исследований с целью локализации интервалов негерметичности колонны. Одним из способов решения задачи являются исследования термометром, расходомером и локатором муфт при задавке в скважину жидкости.

Методы контроля за разработкой нефтяных месторождений

Термометрия

По данным термометрии в неперфорированных пластах прослеживают местоположение закачиваемых вод по площади и возможный их переток в затрубном пространстве. В связи с различием температур нагнетаемых и пластовых вод процесс вытеснения нефти водой сопровождается изменением температуры пласта. В перфорированных пластах термометрия применяется для выделения интервалов обводнения (отдающих жидкость в эксплуатационной и поглощающих – в нагнетательной скважине). Решение задачи производится путём сравнения геотермы (базисной температурной кривой, замеренной в простаивающей скважине, удалённой от мест отбора флюида и закачки, находящейся в режиме теплового равновесия с окружающими породами) с термограммами исследуемых скважин.

Прослеживание фронта распространения по пласту закачиваемой воды производится следующим образом. Обводнённый пласт, в который закачивается вода с меньшей температурой, чем температура пластовой воды, отмечается на термограмме отрицательной аномалией по сравнению с геотермой.

Обводнённый пласт определяется по положению точки M , характеризующейся минимальной температурой t . Границы распространения температурного фронта нагнетаемых вод определяются проведением вспомогательной прямой. Вспомогательная прямая проводится параллельно геотерме на расстоянии $\frac{\Delta t}{2}$ от неё с учётом погрешности записи термограммы. Границы температурного фронта соответствуют точкам пересечения. В наклонных скважинах геотерма, являющаяся типовой для данного района, перестраивается с учётом угла наклона скважины.

Общим признаком затрубной циркуляции между пластами-коллекторами является резкое понижение геотермического градиента в интервале перетока, вплоть до нулевых значений. В зависимости от местоположения пласта-источника изменяется расположение термограммы относительно геотермы. Термограммы могут располагаться выше, ниже и пересекать геотермы. Весьма перспективен метод высокочувствительной термометрии при выделении газоносных, нефтеносных и водоносных интервалов в эксплуатационных действующих и остановленных скважинах с использованием дроссельного эффекта (эффект Джоуля-Томсона).

Расчёты показывают, что при депрессии на пласт 2 МПа изменение температуры за счёт дроссельного эффекта на контакте «нефть – газ» должно составлять от 5,8 до 9,2 °С, на разделе «вода – нефть» – от 0,33 до 0,73 °С и на границе «вода – газ» – от 5,47 до 8,47 °С.

Наличие в скважине притока газа или нефти фиксируется температурной аномалией. При поступлении газа фиксируется заметным снижением температуры, при движении

нефти на фоне изменения геотермического градиента за счёт дроссельного эффекта возникают небольшие положительные аномалии. Измерение таких низких перепадов температур возможно термометрами с порогом чувствительности 0,02–0,03 °С. Для получения максимального температурного эффекта против нефтеносных пластов необходимо проводить исследования высокочувствительной термометрией не более чем через 2–3 суток после остановки скважины.

На определённой стадии разработки нефтяные пласты начинают обводняться нагнетаемыми водами. Поступление воды в скважину свидетельствует о подходе фронта закачиваемой воды либо о прорыве нагнетаемой воды. Обводнение продуктивного пласта минерализованной водой сравнительно легко установить в необсаженных скважинах с помощью метода кажущегося сопротивления (КС) и индукционного метода (ИК) по заметному снижению удельного сопротивления пласта в интервале поступления воды, а в обсаженных скважинах – по данным радиоактивных методов – НГМ, ННМ-Т.

В процессе выработки залежи (особенно в её поздней стадии) при замещении нефти или газа в пласте пресной водой различить пласты нефтегазоносные и водонасыщенные по величине электрического сопротивления практически невозможно. Наиболее уверенно в необсаженных скважинах можно выделить обводнённые пресной водой пласты по данным метода потенциалов собственной поляризации (ПС) пород. Если пласт обводнился в кровле, то наблюдается смещение линии глин кривой против покрывающих пород влево. В случае обводнения подошвы пласта – линия глин кривой против покрывающих глин смещается вправо, при обводнении пласта по всей его мощности отмечается общее уменьшение амплитуды.

В необсаженных скважинах для выделения обводнённых пластов и интервалов их обводнения пресными водами эффективны диэлектрические методы (ДИМ и ВДМ). Обводнённые участки пласта отмечаются более высокими значениями диэлектрической проницаемости, чем нефтенасыщенные. Например, диэлектрическая проницаемость нефтенасыщенных песчаников составляет 5–13 ед., а песчаников, обводнённых пресной водой, – более 15 ед.

Эффективны при выделении обводнённых пластов и интервалов обводнения в необсаженных скважинах данные низкочастотного широкополосного акустического метода (НШАМ). Этот метод можно применять и в обсаженных скважинах, но при условии хорошего сцепления цемента с породой и колонной.

Контроль обводнения пластов в процессе разработки возможен по данным радиогеохимического эффекта. В процессе нефтяной залежи в передней части фронта вытеснения возникает поле аномально высоких концентраций радия и продуктов его распада – радиогеохимический эффект. Подход нагнетаемых вод с высокой концентрацией радиоактивных элементов к нефтяным скважинам и адсорбция радиоактивных солей поверхностью цементного камня сопровождаются аномальным повышением естественной радиоактивности в обводнённой части пласта. Для определения обводняющихся интервалов измеряется интенсивность естественной радиоактивности до и в процессе обводнения. Естественная радиоактивность обводнённой части пласта аномально возрастает, а гамма-активность нефтеносной его части остаётся неизменной.

Радиогеохимический эффект проявляется в скважинах при вытеснении нефти водой любой минерализации. Он считается установившимся, если естественная радиоактивность, обусловленная этим эффектом, на 10 % выше интенсивности естественного гамма-поля.

Расходометрия

Расходометрия заключается в измерении скорости перемещения жидкости в колонне скважины спускаемыми в неё на каротажном кабеле приборами, получившими название расходомеров. С их помощью решаются следующие основные задачи:

- в действующих скважинах выделяют интервал притока или поглощения жидкости;
- в остановленных скважинах выявляют наличие перетока жидкости по стволу скважины между перфорированными пластами;
- изучают суммарный дебит или расход жидкости отдельных пластов, разделённых неперфорированными интервалами;

– строят профили притока или приёмистости по отдельным участкам пласта или для пласта в целом.

Различают гидродинамические и термокондуктивные расходомеры, которые по условиям измерения делятся на *пакерные* и *беспакерные*.

Измерительным элементом гидродинамического расходомера является турбинка с лопастями, расположенная в канале так, что через неё проходит поток жидкости, заставляющий её вращаться. При вращении турбинка приводит в действие магнитный прерыватель тока, по показаниям которого определяют частоту её вращения. Чем выше дебит, тем быстрее вращается турбинка и тем больше импульсов в единицу времени поступит в измерительный канал. Частота импульсов преобразуется блоком частотомера в пропорциональную ей величину напряжения и по линии связи поступает на поверхность, где фиксируется регистрирующим прибором.

Применяют пакерные, с управляемым пакером и беспакерные приборы. Пакерный прибор РГД-5 даёт возможность измерять весь приток жидкости в эксплуатационной колонне нагнетательной скважины диаметром 146–168 мм. Спуск беспакерного прибора или с управляемым пакером ДГД-8 возможен также при наличии в колонне насосно-компрессорных труб диаметром 50,8–63,5 мм.

Комплекс и методика проведения исследований

Комплекс измерений в скважине и методика их проведения будут определяться решаемыми задачами и конструкцией исследуемой скважины. В скважинах, в которых закачка агента ведётся по нескольким пластам или объектам разработки исследования должны быть направлены на определение характера распределения профиля давления и объёмов нагнетаемой воды по ним. Методика проведения исследований должна предусматривать проведение замеров в остановленной, принимающей и самоизливающей скважине.

Определение технического состояния водонагнетательной скважины

Эта задача предусматривает решение следующих вопросов: определение положения забоя, воронки НКТ, целостности обсадной колонны и НКТ, оценка герметичности затрубного пространства.

Комплекс методов для решения этих задач должен включать:

а) в скважинах без НКТ – для оценки герметичности обсадной колонны: термометрию, термокондуктивную и механическую расходомерию, локацию муфт;

б) для оценки герметичности затрубного пространства в районе перфорированных пластов и газонасыщенных интервалов: термометрию, расходомерию, локацию муфт, методы меченой жидкости изотопы, НКТ-50;

в) в скважинах с НКТ, спущенными ниже интервалов перфорации: термометрию, локацию муфт, термокондуктивную расходомерию, ГК, изотопы, НКТ-50.

Для определения характера нарушения обсадной колонны рекомендуется скважинный акустический телевизор.

Скорости записей различных приборов при общих и детальных исследованиях:

а) без НКТ:

– при общих исследованиях: масштаб регистрации по глубине 1 : 500, по температуре 0,1 °С/см, скорость регистрации $V = \frac{2000}{T}$ м/час, где T – тепловая инерционность датчика термометра;

– при детальных исследованиях: масштаб регистрации по глубине 1 : 200, по температуре 0,1 °С/см, скорость записи $V = \frac{1200}{T}$ м/час;

б) интервалы перекрыты НКТ: скорость записи $V = \frac{1200}{T}$ м/час – в интервале общих исследований и $V = \frac{600}{T}$ м/час – в интервале детальных исследований.

Определение интервалов поглощения и профиля приёмистости пластов

Задача определения поглощающих интервалов и профиля приёмистости пластов сводится к определению границ интервалов поглощения и оценки их продуктивности относительно суммарного расхода закачиваемой в скважину жидкости. Комплекс методов решения этой задачи включает: локацию муфт, ГК, термокондуктивную и механическую расходомерию, термометрию. В качестве дополнительных (если НКТ выше интервалов перфорации) могут быть использованы методы НКТ-50 (при наличии нефтегазовых пластов), методы меченой жидкости. Если пласты перекрыты НКТ, то основными методами являются: термометрия, методы меченой жидкости, ГК. При исследованиях нагнетательных скважин задача оценки профиля приёмистости пластов и технического состояния скважин ставится, как правило, совместно, поэтому в этом случае комплекс исследований должен составлять комбинацию из методов при решении этих задач.

Методика проведения исследований в скважинах без НКТ

Исследования могут проводиться в работающей (под закачкой и на самоизливе) и остановленной скважине.

Перед проведением исследований скважина простаивает. Работы ведутся в следующей последовательности. Замер термометром в стволе остановленной скважины при спуске прибора от устья: скорость записи $V = \frac{2000}{T}$ м/час в интервале общих исследова-

ний (1 : 500) и $V = \frac{1200}{T}$ м/час в интервале детальных исследований (1 : 200). Проводится

запись ЛМ, ГК. Оптимальное время простоя скважины для получения наибольшей информации о температурных аномалиях по стволу нагнетательной скважины и для восстановления теплового поля для скважин, работающих более года, составляет 24–48 часов. При меньшем времени простоя скважины кривая температуры может быть искажена влиянием на распределение температуры непостоянством диаметра скважины, отсутствием цемента за колонной и т.д., что затруднит интерпретацию получаемого материала. При спуске прибора отбивается уровень жидкости в скважине. Наличие уровня в стволе простаивающей скважины позволяет судить о величине пластового давления на дату исследования:

$$P_{пл} = \rho \cdot H,$$

где ρ – плотность воды в скважине, кг/м³; H – разница абсолютных отметок кровли интервала перфорации и уровня воды, м (а в некоторых случаях, когда $P_{пл} > P_{заб}$ (где $P_{заб} = \rho \cdot H$), является и признаком наличия негерметичности обсадной колонны). В последнем случае кривая температуры может быть искажена наличием перетока в интервале «перфорированные пласты – негерметичность колонны (заколонного пространства)». Наличие на кривой температуры в остановленной скважине отрицательных и положительных аномалий, не связанных с естественным тепловым полем разреза, является одним из признаков:

- либо негерметичности колонны;
- либо заколонных перетоков.

К неперфорированным интервалам продуктивной части разреза могут быть приурочены как положительные, так и отрицательные аномалии температуры, связанные с конвективным переносом тепла в выше- и нижележащих (вырабатываемых соседними скважинами) нефтеносных пластах: например, при движении фронта нагнетаемых вод и т.п. Поэтому в этих случаях наличие повторного замера обязательно.

Исследования в остановленной скважине термометром по стволу скважины дают различную информацию, которая не всегда является однозначной при решении задач технического состояния скважины (негерметичность колонны, затрубного пространства). Поэтому замер в остановленной скважине является обязательным, но недостаточным для решения задачи. Следует проводить исследования при различных способах воздействия на скважину.

Исследования при самоизливе

На термограмме в работающей на самоизлив скважине местоположение негерметичности колонны выше перфорированных интервалов отмечается, как правило, наличием ступенек повышенного градиента температур-калометрического эффекта. Интенсивность изменения градиента калометрической ступени и её величина (аномалия) определяются величиной интервала негерметичности, разностью температур и расходов потоков – восходящего и поступающего из интервала негерметичности. Очевидно, что при условии равенства температур восходящего и поступающего потоков калометрический эффект будет отсутствовать. Указанное ограничение может быть обойдено повторным замером температуры при другом режиме самоизлива. Таким образом, исследования технического состояния ствола нагнетательной скважины должно проводиться не менее чем на двух режимах самоизлива потока. Изменение режима самоизлива осуществляется различной степенью открытия задвижки на устье скважины.

При пуске простаивающей скважины на самоизлив первый из замеров термометром должен осуществляться не менее чем через 1 час после пуска скважины в работу, второй – также не менее чем 1 час после изменения режима самоизлива.

В интервалах детальных исследований (перфорированные пласты и места нарушения обсадной колонны) проводится замер термокондуктивным или механическим расходомерами. Скорость записи СТД $V = \frac{200}{T}$ м/час, масштаб – $m = 1-2$ Ом/см.

Запись механическим расходомером проводится непрерывно или по точкам: при малых дебитах самоизлива – до 100 м³/сут. пакерным, а при $Q > 100$ м³/сут. беспакерным. В последнем случае направление замера – при спуске, т.е. против направления потока.

Исследования под закачкой

По замеру термометром устанавливается нижняя граница ухода закачиваемой воды, т.е. определяется подошва нижнего принимающего интервала, наличие негерметичности колонны в зумпфе скважины. Время начала записи кривой термометра (после перевода скважины под нагнетание) оценивается следующим образом: термометр устанавливается на 100 м выше интервалов перфорации, определяется величина минимальной температуры в интервалах поглощающих пластов (по термограмме остановленной скважины) и скважина переводится под нагнетание. Периодически оценивается температура нагнетаемой воды. Время начала замера – через 20 мин. после достижения в точке наблюдения температуры нагнетаемой воды, равной (или меньшей), чем величина минимальной температуры перфорированных пластов в интервалах поглощения простаивающей скважины. Механическим расходомером исследования проводятся через два часа после перевода скважины под закачку. Интервалы исследований – перфорированные пласты или негерметичность колонны. Шаг исследований при точечных замерах – 0,4 м в интервалах перфорации; 1 м – между интервалами перфорации. При наличии негерметичности в колонне исследования должны обеспечивать локализацию интервала негерметичности с точностью до 1 м и оценку объёма уходящей в интервал негерметичности воды.

Методы радиоактивного каротажа – ГК и НКТ-50 при наличии нефтегазовых пластов. Интервалы заколонной циркуляции и поглощения пластов по данным этих методов отмечаются (относительно «фонового» замера):

– на кривой ГК увеличением интенсивности α -излучения в принимающих интервалах разреза за счёт адсорбции радиоактивных составляющих закачиваемой воды на поверхности цемента и скелета горных пород;

– на кривой НКТ-50 уменьшением показаний за счёт изменений пористости (увеличения объёмного водородосодержания) разреза в интервалах приёмности и осолонения цементного камня.

Условия замера: запись кривых – при подъёме прибора, $V = \frac{200}{T}$ м/час, $T = 6$ сек.

Обязательное условие – масштабы записи (дифференциация кривых) фонового замера и

замера на дату исследований должны быть идентичны (1 : 1) вне интервалов поглощения и заколонной циркуляции.

Если негерметичность колонны и поглощающие интервалы имеются в верхней части разреза (1 : 500), то скорость записи кривых должна быть не более 400 м/час, а $T = 3$ сек.

Исследования под закачкой без остановки скважины на самоизлив

Если перед проведением исследований скважина находится под нагнетанием, то работы проводятся в следующей последовательности. Запись кривых ГК, НКТ-50 в интервале продуктивной части разреза. НКТ-50 на нефтегазовых месторождениях проводится по всему стволу нагнетательной скважины, если между замерами прошло не менее 6 месяцев.

Запись кривых термokonдуктивной и механической расходомерии

Запись СТД даёт информацию о положении забоя, уровня «осадок – жидкость», позволяет выбрать интервалы записи непрерывного и точечного замеров механическим расходомером. Запись термометром в масштабе 1:200 в интервале продуктивных отложений. Затем скважина останавливается и в интервале выше перфорированных пластов на 100 м – забой снимается серия термограмм через 10 мин., 2, 4 и 8 часов после остановки скважины.

Скважина пускается в работу на самоизлив. Проводятся исследования термометром, расходомером. При невозможности пуска скважины на самоизлив (отсутствие амбара или скважина не переливается из-за низкого пластового давления) исследование проводится в остановленной скважине с обязательной отбивкой уровня жидкости.

Исследование скважин, в которых перфорированные интервалы перекрыты НКТ

Перед проведением исследований скважина простаивает. Проводятся исследования термометром, согласно п. 5.2 [1], определяется уровень жидкости в колонне.

Скважина ставится под закачку по межтрубному пространству и производится замер термометром. Замер термометром при закачке по НКТ или НКТ и межтрубному пространству не эффективен, т.к. не позволяет определить нижнюю границу ухода закачиваемой воды в пределах перфорированных интервалов.

Проводятся исследования ГК и НКТ-50 в нефтегазоносных скважинах.

При исследовании скважин под давлением должна быть предусмотрена возможность проведения измерений при работе скважины на самоизлив по межтрубному пространству.

Так как в интервалах перекрыты НКТ, дублирование данных термометрии о негерметичности колонны другими методами (СТД, РГД) исключено, то технологическая возможность реализации режима самоизлива должна обеспечиваться заказчиком при подготовке скважины к исследованиям (подготовка выкидной линии, амбара и т.п.).

В этих условиях существенно повышаются и требования к проведению термозамеров.

Первый замер термометром в самоизливающей скважине должен проводиться не менее чем через 2 часа после пуска скважины на самоизлив. Увеличение времени ожидания связано с процессом изменения статистического уровня в НКТ при пуске скважины на самоизлив по межтрубью и его стабилизацией, а также с необходимостью передачи термоэффектов в интервалах калориметрии через НКТ. Условия замера:

$$V = \frac{600}{T} \text{ м/час, } m = 0,05 \text{ } ^\circ\text{C/см, запись при пуске.}$$

Второй термо замер проводится не менее чем через 2 часа после изменения режима самоизлива скважины в межтрубном пространстве. При этом в интервалах калориметрии, выделенных при первом замере, скорость записи снижается до 200 м/час; $m = 0,05 \text{ } ^\circ\text{C/см}$ (при необходимости $0,02 \text{ } ^\circ\text{C/см}$). В интервалах калориметрии данные термометра дублируются замерами СТД и локацией муфт для выдачи однозначного заключения, что же негерметично – НКТ или обсадная колонна.

Технические требования на подготовку и оборудование скважин

Технология проведения измерений в зависимости от давления закачки и типа применяемой жидкости предусматривает использование различных типов лубрикаторных установок по аналогии с фонтанными скважинами. Однако, кроме этого, нагнетательные скважины должны быть оборудованы либо обвязкой, создающей замкнутый цикл, либо сбросовой линией, выведенной за пределы куста в место, позволяющее предотвратить размыв кустового основания и обеспечить охрану окружающей среды при сбросе нагнетательной жидкости из ствола скважины с целью снижения давления.

Исследование нагнетательных скважин в зимнее время допустимо до температуры 15 °С. На время работы при минусовой температуре заказчик обязан обеспечить обогрев устьевого оборудования, лубрикатора и кабеля, представив на время проведения ГИС ППУ.

Присутствие ответственного представителя заказчика или лица, уполномоченного им, обязательно в начале исследований до окончания первого спуска прибора в скважину и в конце исследований.

При проведении исследования нагнетательных скважин с целью определения приёмистости и целостности эксплуатационных колонн с помощью расходомеров и меченого вещества, при работе с устьевым инжектором радиоактивных изотопов скважина оборудуется подъёмным механизмом.

Нагнетательные скважины должны быть оборудованы центральной задвижкой, задвижками на водоводе и выкидной линии. Все задвижки должны быть исправлены. На скважине с избыточным давлением должен быть установлен лубрикатор с манометром.

При подготовке скважины к исследованиям методом радиоактивных изотопов путём закачки активированной жидкости с поверхности должны быть выполнены следующие мероприятия:

а) на расстоянии 15–25 м от скважины готовится яма для захоронения радиоактивной жидкости в аварийных ситуациях, размер ямы должен быть таким, чтобы уровень жидкости, подлежащей захоронению, находился на 1,5 м от поверхности, стены ямы обмазываются глиной 3–5 см толщиной;

б) готовят глинопорошок в количестве 10–15 % от веса активированной жидкости для добавки в жидкость с целью абсорбции радиоактивных изотопов.

Закачка радиоактивных изотопов производится с помощью технически исправного цементировочного агрегата. Перед приготовлением меченой жидкости необходимо убедиться в чистоте агрегата и герметичности продавочной линии.

Не допускается спуск НКТ в интервал и ниже интервала исследования. Башмак (воронка) НКТ должен быть на 4–6 м выше исследуемого интервала.

Устьевое оборудование скважины должно обеспечивать:

- подключение насосного агрегата и ввод жидкости в скважину как через затрубное пространство, так и через НКТ;
- герметизацию затрубного пространства и входа в НКТ;
- возможность размещения сальникового устройства для спуска прибора и проведения замеров под давлением.

При водогазовом воздействии (ВГВ) с давлением на устье до 30 МПа присутствие ответственного представителя заказчика обязательно на всё время проведения работ. При ВГВ возле устья скважины с противоположной стороны от площадки для установки спецтехники должна быть оборудована дополнительная площадка для установки грузоподъёмного устройства.

Заказчик обязан на всё время проведения работ закрепить за геофизической партией грузоподъёмное устройство типа «Азинмаш» и обслуживающий его персонал.

Грузоподъёмное устройство должно иметь номинальную грузоподъёмность не менее чем в 2 раза превышающую разрывное усилие геофизического кабеля. Высота устройства должна позволять производить монтаж (демонтаж) лубрикатора и установки подвижного ролика.

Грузоподъёмное устройство необходимо для установки лубрикатора на устье скважины и разгрузку его конструкций от изгибающих моментов, возникающих вследствие отклонения лубрикатора от вертикального положения.

Лубрикатор, согласно эксплуатационному документу, должен периодически подвергаться испытанию на прочность и герметичность. Испытания должны производиться на предприятиях заказчика с участием представителей геофизического предприятия.

Сварочные соединения лубрикатора и мачты грузоподъемного устройства должны осматриваться перед началом и после окончания работы. Запрещается проведение работ при обнаружении дефектов.

Подвесной ролик должен быть подвешен к крюку грузоподъемного устройства.

Исследования в скважинах ВГВ проводятся по заранее согласованному плану.

В заключении следует сказать, что широко внедрённые методы заводнения при эксплуатации нефтяных месторождений вызвали необходимость непрерывного контроля режима разработки залежи. В практике нефтепромысловых работ многочисленные задачи решаются, в основном, геофизическими методами.

Литература:

1. Руководство по применению промыслово-геофизических методов при исследовании водонагнетательных скважин. – Уфа, 1987.
2. РД 39-4-784-82 Основные условия производства промыслово-геофизических и прострелочно-взрывных работ в нефтяных скважинах. – Уфа, 1982.
3. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08-624-03.
4. Руководство по применению промыслово-геофизических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений. – М. : Недра, 1978.
5. Рябов Б.М. Методические рекомендации по проведению ГИС при капитальном ремонте скважин и интерпретации результатов / Б.М. Рябов, П.В. Шевелёв и др. – Уфа : Ассоциация «Нефтегазгеофизика», 1990.
6. Исследование нагнетательных скважин на месторождении [Электронный ресурс]. – URL : http://knowledge.allbest.ru/manufacture/2c0a65635a2bd78b5d43a89421316c36_0.html

References:

1. An application guide of trade and geophysical methods at research of water-injection wells. – Ufa, 1987.
2. RD 39-4-784-82 the Main conditions of production of trade and geophysical and prostrelochno-explosive works in oil wells. – Ufa, 1982.
3. Safety rules for the oil and gas industry. PB 08-624-03.
4. An application guide of trade and geophysical methods for control of development of oil fields. – M. : Subsoil, 1978.
5. Ryabov B.M. Methodical recommendations about carrying out GIS at workover and interpretation of results / B.M. Ryabov, P.V. Shevelyov, etc. – Ufa : Neftegazgeofizika association, 1990.
6. Research of delivery wells on the field [An electronic resource]. – URL : http://knowledge.allbest.ru/manufacture/2c0a65635a2bd78b5d43a89421316c36_0.html