

**ТЕХНОЛОГИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ
В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ В СКВАЖИНАХ С УЭЦН****GEOPHYSICAL WELL LOGGING TECHNOLOGY DURING PRODUCTION
IN THE WELLS EQUIPPED WITH ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP (ESP)**

Действующий фонд нефтяных скважин России на 60% оснащён электропогружными насосами (УЭЦН), которые обеспечивают 90% добычи нефти в стране. Геофизические и гидродинамические исследования таких скважин ограничены, с одной стороны, сложностью доставки приборов под насос, с другой, значительными потерями в добыче нефти из-за длительных остановок скважин на исследования. Актуальность данной проблемы оказалась настолько велика, что послужила толчком для развития в российской геофизике нового направления исследований – ГИС в процессе добычи (LWP). В отличие от традиционной геофизики, когда геофизические датчики доставляются в скважину на геофизическом кабеле (проводе), или на буровом инструменте (MWD, LWD), в данной технологии датчики размещаются на добывающем подземном и наземном оборудовании и в режиме «on-line» передают в процессе добычи информацию о работе пластов и скважинного оборудования. В создании и развитии данного направления ведущую роль сыграли работы специалистов ОАО НПФ «Геофизика», ОАО «Ижевский радиозавод» (ИРЗ) [2,6,7,8].

The producing well-stock in Russia is 60% equipped with electrical submersible pumps (ESP) which provide 90% of oil production in the country. Geophysical and hydrodynamic research of such wells are restricted, on the one hand, by the difficulty of delivering instruments below the pump and, on the other hand, by considerable losses in oil production due to longtime well shut downs. The importance of this problem appeared to be so big as to give rise to a new method of research in Russian geophysics – Logging While Production (LWP). As opposed to traditional geophysics where geophysical transmitters are delivered into the well with the help of a logging cable (wire) or by means of a drill tool (MWD, LWD), this technology provides installation of transmitters on subsurface and surface production equipment and on-line communication of reservoir and well equipment operation data during production. The leading role in creation and development of this method was played by the specialists of OJSC RPC Geofizika and OJSC Izhevskiy Radiozavod (IRZ) [2,6,7,8].

Адиев И.Я., Якин М.В.

ОАО НПФ «Геофизика», г. Уфа,
Российская Федерация
I.Ya. Adiev, M.V. Yakin

OJSC Research and Production
Company «Geofizika»,
Ufa, the Russian Federation

Ключевые слова: электропогружной насос, месторождение, каротаж в процессе добычи, геофизический кабель, нефтяной пласт, скважинное оборудование, механический расходомер, газосодержание, термометр-манометр.

Key words: electrical submersible pump, oil field, logging while production, geophysical cable, oil reservoir, well equipment, mechanical flow meter, gas content, temperature gauge – pressure gauge.

Методика проведения измерений и интерпретации результатов

Аппаратно-программные комплексы (АПК) «Спрут-1» и «Спрут-2», предназначенные для мониторинга работы пластов и УЭЦН, подробно описаны в ранее опубликованных работах [6-8]. Ниже рассмотрим специально созданную для этих целей методику обработки, интерпретации и анализа результатов мониторинга, основанную на использовании указанных выше АПК и «многорежимной» технологии измерений.

Методика позволяет определять параметры режима работы скважины и индивидуальные характеристики отдельных или совместно работающих пластов. Исследования проводятся в условиях, когда

изучаемый информативный эффект проявляется наиболее рельефно, а влияние возможных помех минимально. В рамках «многорежимной» технологии следует различать циклы исследований на установившихся и неуставившихся режимах работы скважины.

Результатом исследований на *установившихся режимах* являются средние значения параметров за выбранный период наблюдения.

Использование *неустановившихся режимов* предполагают оценку характеристик скважины и пласта по темпу изменения измеряемых параметров во времени. «Многорежимная» технология, как правило, базируется именно на таких исследованиях, позволяя существенно повысить достоверность оценки параметров скважины и пласта за счет изучения протекающих в них нестационарных переходных процессов. Рассмотрим основные этапы реализации данной технологии.

Определение параметров режима работы скважины, оценка интегральных характеристик совместно работающих пластов.

Непрерывный стационарный глубинный мониторинг геофизических параметров, регистрируемых комплексом типа «Спрут» (рисунок 1а), позволяет

контролировать режим работы скважины. Использование, наряду с устьевыми, глубинных измерений позволяет решать данную задачу наиболее эффективно. Задачи по оценке параметров режима работы скважины можно разделить на две группы: качественный и количественный контроль параметров режима работы скважины.

Качественный контроль параметров режима работы скважины

Основная цель измерений в данном случае состоит в получении информации, необходимой для последующих сопоставлений параметров в рамках изучения состояния скважины во времени. Наиболее типичной задачей этой группы является контроль динамики поведения параметров (в первую очередь температуры, давления и расхода).

Данная задача на текущий момент решается наиболее успешно, поскольку не предъявляет жестких требований к метрологическим характеристикам аппаратуры. Наибольшие сложности возникают при контроле работы скважин, работающих многокомпонентной продукцией. К сожалению, в условиях многофазного притока нестабильно работает механический расходомер, а методы определения состава (из-за различной скорости движения расчлененных компонент в стволе) не отражают характер притока.

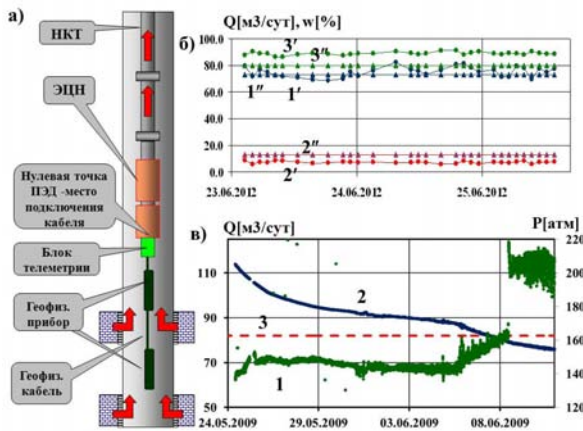


Рисунок 1. Сопоставление результатов измерений параметров режима работы скважины, полученные путем синхронных измерений на забое и на устье

Сопоставление замеров (рисунок 1б) свидетельствуют об относительной стабильности режима работы скважины. О достоверности глубинных измерений свидетельствуют результаты сопоставлений показаний глубинного и устьевого датчиков. Расхождение показаний расходомеров не превышают 5-10%, что следует считать приемлемым.

Несколько большие различия наблюдаются в показаниях влагомера (и, соответственно, в рассчитываемых по влажосодержанию дебитах нефти). Однако это не следует считать критичным и, скорее

всего, связано с различным содержанием воды в потоке на забое и на устье.

Еще одной иллюстрацией решения рассматриваемой группы задач может служить диагностика изменения состава продукции (рисунок 1в). При снижении давления в стволе ниже давления насыщения показания расходомерии резко возросли из-за увеличения газосодержания в стволе.

Количественное определение параметров режимов

Подходы к количественной оценке параметров режима работы скважины мало отличаются от используемых при стандартных промыслово-геофизических исследованиях. Одними из наиболее точных и надежных элементов измерительных систем типа «Спрут» являются датчики манометра и термометра. Метрологическое обеспечение этих датчиков позволяет в реальном времени переводить результаты измерений в физические единицы метода. Наиболее «проблемным» для количественных оценок является датчик расхода вследствие его малой надежности при долговременных измерениях, низкой чувствительности к малым скоростям движения флюида в стволе, а также сложности интерпретации показаний при многофазном притоке.

Практика показала, что в условиях многофазного низкодебитного притока эффективным методом оценки относительной производительности пластов может стать термометрия. Речь идет об изучении особенностей распределения температуры по глубине вне работающих пластов [9]. Одним из возможных путей технической реализации этого способа является спуск в кровлю продуктивных пластов гирлянды из разнесенных по глубине термометров-манометров.

В потоках со сложным составом и структурой достоверность оценки объемного содержания воды в стволе резко снижается. Это связано с движением компонент смеси с разными скоростями (при пробковом и кольцевом режиме течения), а также изменениями содержания компонент по глубине и во времени. С этим фактором, в частности, могут быть связаны различия в оценках влажосодержания на глубине кровли продуктивного пласта и на устье.

Достоверность оценки влажосодержания может быть повышена, если дополнительно оценивать плотность заполнителя ствола. Данная задача решается на основе результатов нескольких, разнесенных по глубине манометров [3].

В составе комплекса «Спрут» входит высокочувствительный датчик давления, что позволяет реализовать с его помощью весь спектр нестационарных технологий гидродинамических исследований (ГДИС).

Аналогичные измерения давления могут быть выполнены стационарным дистанционным датчиком

ТМС на приеме насоса, сопровождаемые ежесуточным контролем фазовых дебитов добываемой жидкости. Комплексирование этих данных с результатами, дополнительно полученными глубинными стационарными мониторинговыми системами типа «Спрут» существенно повышает надежность получаемой информации.

Запуск и последующая долговременная эксплуатация, как правило, характеризуются падением давления на забое, и дебита скважины. В этих условиях наиболее результативна количественная интерпретация данных методом «анализа падения производительности скважин (Decline Analyze)» [2,4].

Увязка параметров режима работы с изменением состояния скважины в процессе исследований

Стационарный синхронный долговременный мониторинг параметров режима работы скважины - базовый элемент промышленного анализа. Как уже отмечалось выше, контроль параметров режима с помощью систем типа «Спрут» предполагает одно-временную регистрацию не менее четырех параметров: температуры, давления, скорости, влагосодержания. С помощью указанных измерений необходимо не только проследить динамику изменения во времени параметров режима работы скважины, но связать эти изменения с текущим состоянием скважины, естественной выработкой пластов, искусственным управлением депрессией и пр. Рассмотрим несколько возможностей мониторинга.

Контроль стабилизации параметров режима при запуске

Для решения задачи выполняется непрерывные измерения параметров режима работы скважины в период запуска скважины. На рисунке 2а проиллюстрирован случай, когда измерения были начаты непосредственно после запуска скважины на отбор с технологическим дебитом. Кривые давления, температуры и влагосодержания отражают характерные особенности поведения скважины механизированного фонда с момента запуска.

Контроль мероприятий по оптимизации режима.

Для решения задачи выполняются непрерывные измерения параметров режима работы скважины в период выполнения операций по стабилизации режима. Желательно, чтобы исследования охватывали этапы запуска скважины и ее вывода на первоначальный технологический режим.

На рисунке 2б сопоставлены кривые изменения во времени давления в цикле запуска, измеренных в колонне ниже и выше пакера (датчиком на приеме ЭЦН). При спуске компоновки до заданной глубины

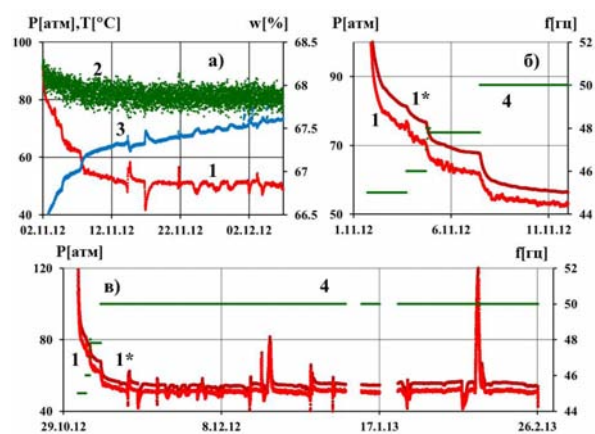


Рисунок 2. Мониторинг текущего состояния скважины. а) запуск скважины; б) изменение депрессии на пласт; в) долговременный мониторинг; 1,2,3,4 – кривые изменения во времени давления температуры, влагосодержания и частоты работы насоса, 1* – давление на приеме ЭЦН (измерения датчиком телеметрии «ТМС»).

и до запуска насоса давление на приборе «Сакмар» установилось на уровне 137 атм, а давление на датчике ТМС - 139 атм. Это свидетельствует о герметичности установки пакера. Если бы пакер был негерметичен, то давление гидростатического столба жидкости в скважине выровнялось, и давление, измеренное глубинным прибором, было бы выше давления, которое показал датчиком ТМС.

Характер изменения давления на забое во времени (кривые 1,1*) связан регулировкой частоты насоса – кривая 4.

На рисунке 2в проиллюстрирован факт сохранения стабильной разности давлений в колонне выше и ниже пакера в течение длительного периода работы скважины на технологическом режиме отбора.

Контроль режима эксплуатации нестабильно работающих скважин.

При нестабильной работе скважин (при частой смене режима работы ЭЦН, циклическом фонтанировании в режиме накопления) обязательным условием являются непрерывные измерения параметров в течение всего периода мониторинга. Текущее состояние скважины устанавливается путем совместного анализа показаний различных датчиков на забое.

Характерная динамика изменения состояния скважины в период нестабильной работы иллюстрируется на рисунке 3.

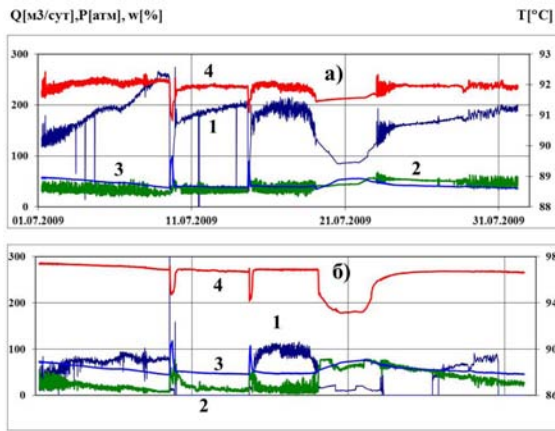


Рисунок 3. Обзорный график исследований при спонтанном изменении состояния нестабильно работающей скважины. а) изменения на глубине 2455м (верхний прибор) б) измерения на глубине 2660м (нижний прибор). 1 – расход (Q), 2 – содержание воды (w), 3 – давление (P), 4 – температура (T)

Диагностика и выявление причин аномалий в работе скважины

Решение задачи предполагает непрерывные долговременные измерения параметров режима работы скважины в течение всего периода эксплуатации скважины. Желательно, чтобы исследования охватывали этапы запуска скважины и ее вывода на первоначальный технологический режим (рисунки 2в, 4а).

Контроль изменения состояния скважины при длительной отработке

На примере, приведенном на рисунке 4а, обращает на себя внимание резкое повышение газосодержания продукции в период 01-02.2013г., которое привело к росту показаний механического расходомера (кривая 2).

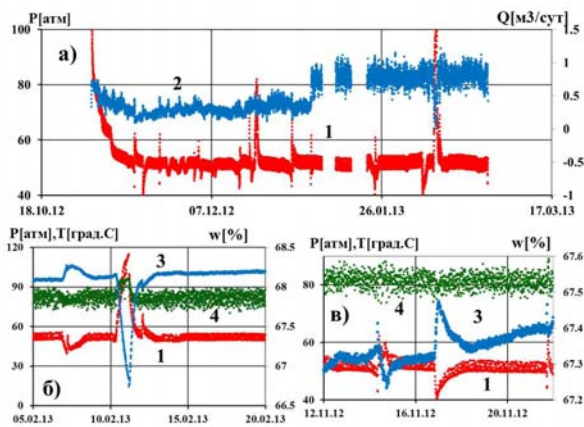


Рисунок 4. Контроль изменения состояния скважины при длительной отработке а) влияние на результаты расходомерии повышения газосодержания продукции; б) диагностика срыва подачи нижнего насоса; в) диагностика срыва подачи верхнего насоса
1,2,3,4 – кривые изменения во времени показаний датчиков аппаратуры «Сакмар» (давления, дебита, температуры и влагосодержания)

Диагностика нарушений в работе подземного оборудования

Решение данной задачи предполагает, как минимум, непрерывные измерения в скважине в период целевых работ по диагностике работоспособности и отладке режимов работы подземного оборудования. Для диагностики нестандартных внештатных нарушений в работе оборудования мониторинг должен быть долговременным и непрерывным, а исследования должны охватывать этапы запуска скважины и ее вывода на технологический режим.

На рисунках 4б и 4в проиллюстрирована диагностика технологических особенностей работы подземного оборудования по результатам измерений. Так, срыв подачи работы нижнего насоса в период 10-12.02.2013г. (рисунок 4б) отражается на результатах измерений практически всеми глубинными датчиками. На срыв подачи верхнего насоса отреагировали, прежде всего, датчики давления и температуры (рисунок 4в).

Определение индивидуальных характеристик совместно вскрытых пластов

Задача решается путем совместной обработки результатов измерений несколькими датчиками (или комплексами датчиков), размещаемых в кровлях совместно эксплуатируемых пластов. Качество решения зависит, в первую очередь, от точности оценки по результатам механической расходомерии дебитов пластов. Дебит нижнего из совместно эксплуатируемых интервалов непосредственно регистрируется нижним датчиком расходомера. Дебит вышележащих интервалов определяется, как разность показаний двух датчиков.

Как уже отмечалось ранее, определение дебита в многофазном многокомпонентном потоке является одной из наиболее трудно решаемых задач даже при стандартных промыслово-геофизических исследованиях. Особенно сложно учесть изменение показаний механического расходомера при наличии в продукции скважины свободного газа. Попытки введения при обработке расходограмм различного вида поправок за проскальзывание газа не увенчались успехом [2].

Сравнивать показания датчиков можно, только если давление в стволе (как в кровле, так и в подошве продуктивной толщи) выше давления насыщения ($P_{НАС}$). Подобное сравнение (с некоторой погрешностью) возможно и тогда, когда забойное давление ниже, чем величина $P_{НАС}$. Однако в каждом конкретном случае достоверность подобных оценок должна быть подтверждена сопоставлением результатов глубинных и устьевых измерений.

Влагосодержание пласта вычисляется на основе результатов измерений дебитов жидкости $Q_{жi}$, $Q_{жi+1}$ и обводненностей w_i , w_{i+1} продукции, полученных датчиками, расположенными ниже и выше данного пласта.

Таблица 1. Результаты оценки гидродинамических параметров пласта

Интервал, [м]	Эффективная толщина, [м]	Продуктивность / восстановленное давление на глубине измерения [м³/сут атм]. / [атм]	Проводимость/ проницаемость [мДм]/[мД]
AC ₁₁	2576-2592	11,1	0,73 / 234
AC ₁₂	2752-2802	26,1	3,05/126

$$W = \frac{Q_{ж\ i+1} w_{i+1} - Q_{ж\ i} w_i}{Q_{ж\ i+1} - Q_{ж\ i}}$$

Индивидуальная оценка гидродинамических параметров эксплуатируемых совместно пластов по результатам стационарного мониторинга давления и расхода в кровле продуктивной толщи возможна при выполнении двух условий [5]:

- во-первых, необходимо знать распределение суммарного дебита между пластами на технологическом режиме отбора;
- во-вторых, нужны априорные данные о соотношении некоторых из свойств исследуемых пластов (либо проницаемостей, либо скин-факторов).

При условии, что скин-факторы в пластах близки, на основе полученных коэффициентов продуктивности и определенной по ГДИС интегральной проводимости можно оценить фильтрационные свойства каждого из пластов. Тогда интегральная проводимость в первом приближении (если пренебречь различием в фазовой проницаемости вследствие обводненности пластов) распределится по пластам согласно их продуктивности.

Подобные оценки, как правило, выполняются в рамках долговременного мониторинга работы пластов при целенаправленном изменении режимов работы скважин (проводится комплексная интерпретация всех данных измерений с учетом количественной информации о скважине и пласте). Пример анализа информативности интерпретации приведен ниже в заключительном разделе данной статьи.

Комплексный анализ состояния и особенностей поведения многопластовых систем

Этапы методики комплексного анализа проиллюстрированы на примере исследования в одной из скважин, вскрывающей три продуктивных пласта AC₁₀, AC₁₁ и AC₁₂ (эффективные толщины коллекторов соответственно 3,7, 11,1 и 26,1 м). Все пласты вскрыты трещиной гидроразрыва пласта (ГРП).

Компоновка глубинного оборудования при исследовании включала два геофизических прибора типа «Сакмар», размещенных на глубинах 2552 и 2730 м (в кровле пластов AC₁₁ и AC₁₂). Мониторинг параметров режима работы скважины с небольшими перерывами продолжался около полугода (рисунок 5) с охватом периода запуска (I на рисунке 5) и последующими циклами изменения режима отбора (II–VII на рисунке 5).

Следующий рисунок 6 иллюстрирует изменение параметров режима работы в циклах IY–VII рисунка 5 в детальном масштабе.

Первый этап интерпретации состоит в оценке фильтрационных параметров и характеристик вскрытия пластов в цикле запуска скважины (I на рисунке 5). Для интерпретации взят общий дебит всех пластов, замеренный на устье скважин (получены интегральные параметры многопластовой системы: проницаемость 14,6 мД, скин-фактор -4,8), на рисунке 7а приведен диагностический «log-log» график для цикла запуска.

Второй этап интерпретации включает интервал времени, в течение которого были проведены исследования на разных технологических режимах отбора (интервалы III, VI, V на рисунке 5). Эти результаты необходимо использовать для оценки продуктивности пластов и пластового давления индикаторным методом. Для решения данной задачи в конце каждого цикла работы скважины определяются характерные для цикла (установившиеся) значения давления и расхода (таблица 1).

При обработке рассматриваемых данных необходимо также учесть, что на момент исследований пласт AC₁₀ еще не работал. На рисунке 7б приведены индикаторные диаграммы и результаты оценки параметров пластов.

Отметим, что данные результаты не вполне характерны для работы многопластовой залежи, т.к. объект AC₁₁ характеризуется аномально высоким пластовым давлением (при этом его продуктивность аномально низка, таблица 1).

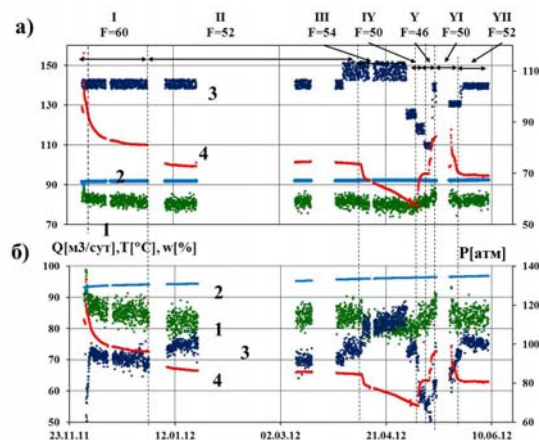


Рисунок 5. Результаты мониторинга параметров режима работы скважины в кровле пласта AC₁₁ (а) и AC₁₂ (б). 1 – влажность, 2 – температура, 3 – дебит жидкости, 4 – давление. I–VII интервалы отличающиеся дебитом (F- частота ЭЦН в Гц)

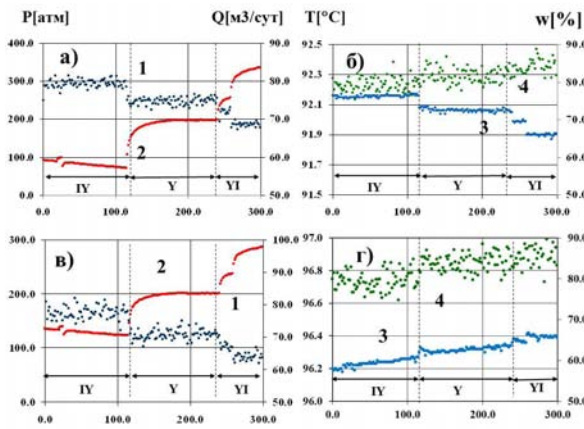


Рисунок 6. Результаты мониторинга параметров режима работы скважины при циклическом изменении дебита в кровле пластов AC11(а, б) и AC12 (в, г)
1 – дебит, 2 – давление, 3-температура, 4 – влагосодержание, III,IV,Y - интервалы отличающиеся дебитом

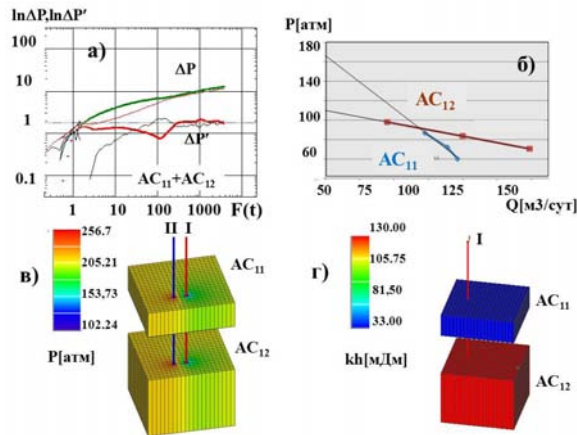


Рисунок 7. Оценка гидродинамических параметров пластов в скважине ***. а) график log-log анализа; б) оценка пластового давления и продуктивности методом индикаторных диаграмм; в), г) фрагмент гидродинамической модели пластов: распределение давления (в) и проводимости (г) пластов; I добывающая скважина, II нагнетательная скважина

На следующем этапе анализа для оценки реалистичности подобных результатов следует проводить 3D секторное гидродинамическое моделирование рассматриваемой пластовой системы (рисунок 7в, г). В данном примере моделировались возможные соотношения режимов работы соседних скважин, параметров совместно работающих пластов, в том числе: работа только добывающей скважины на истощение, взаимодействие пары нагнетательной и добывающей скважин, одинаковые пластовые давления на момент запуска скважин, различные пластовые давления.

Наиболее близкая к полученной по результатам интерпретации ГДИС картина получена при условии введения скважин в работу в условиях сильно сниженного пластового давления в высокопроницаемом пласте (AC_{12}).

Опытно-промышленные испытания технологии ГИС в процессе добычи, проведенные на скважинах Роснефти, ТНК-ВР, Газпромнефти и Лукойла, позволили выявить большую заинтересованность нефтяников в её использовании для контроля за разработкой отдельно и совместно разрабатываемых объектов. Оснащение опорной сети скважин на месторождении геофизическими датчиками, работающими в режиме «on-line» позволяет без остановки скважин на исследования получать информацию, необходимую для решения оперативных и стратегических задач рациональной разработки месторождений. Ориентировочно перспективы рыночного применения технологии LWP оцениваются в 30-40 млрд руб./год.

Выводы

Первые результаты применения технологии ГИС в процессе добычи (LWP) свидетельствуют о заинтересованности нефтяных компаний в таком виде услуг. Предстоят значительные работы по созданию и оснащению интеллектуальных скважин надёжными геофизическими системами непрерывного сбора, передачи, обработки и интерпретации информации.

«Многорежимная» технология мониторинга, испытанная в различных геолого-технологических условиях применения позволяет решать широкий круг задач контроля за разработкой месторождений и может быть рекомендована для практического использования.

Авторы убеждены, что только при предложенном комплексном методическом подходе результаты, получаемые при стационарном глубинном мониторинге на многопластовых объектах, могут не только использоваться для решения оперативных задач разработки, но и быть основой информационного обеспечения цифрового моделирования и планирования геолого-технологических мероприятий (ГТМ).



Рисунок 8. Задачи и информационная поддержка стационарного глубинного долговременного мониторинга в многопластовых нефтяных скважинах

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ
ИСТОЧНИКОВ

1. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. 2-е изд. Ижевск: РХД, 2010. С. 240-282.
2. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей. М., Ижевск, 2012. С.114-119.
3. Кременецкий М.И., Барышников А.В., Сидоренко В.В. Результативность долговременного мониторинга совместной разработки пластов системами одновременно-раздельной добычи на Приобском месторождении// Нефтяное хозяйство. 2010. №6. С. 58-73.
4. Анализ производительности скважин – ключ к проблеме интерпретации ГДИС в малопроницаемых коллекторах с ГРП/ Барышников А.В. и др. Нефтяное хозяйство. 2010. №12. С. 42-45.
5. Мельников С.И. Гидродинамический и промыслово-технологический мониторинг совместно разрабатываемых пластов//Инженерная практика. 2012. №2. С. 18-22.
6. Лаптев В.В., Береснев В.В., Бабушкин И.П. Новое поколение техники для мониторинга разработки многопластовых объектов в скважинах с УЭЦН. Инженерная практика. 2012. №8. С. 51-55.
7. Лаптев В.В. Аппаратно-программный комплекс «Спрут» для мониторинга разработки многопластовых объектов в скважинах с УЭЦН//Нефтяное хозяйство. 2011. №5. С.104-107.
8. Лаптев В.В., Береснев В.В., Адиев И.Р. Геофизический мониторинг

добывающих скважин с одновременно-раздельной эксплуатацией нескольких объектов//Каротажник. 2012. №7-8 (217-218). С. 65.

9. Барышников А.В., Кофанов О.А., Галеев Д.Р. Глубинный мониторинг продуктивности совместно эксплуатируемых пластов при технологической депрессии//Нефтяное хозяйство. 2011. №12. С. 63-66.

REFERENCES

1. Ipatov A.I., Kremenetskij M.I. Geofizicheskij i gidrodinamicheskij kontrol' razrabotki mestorozhdenij uglevodorodov.. 2-e Izd., RKHD, Izhevsk, 2010. S. 240-282. [in russian].
2. Kremenetskij M.I., Ipatov A.I., Gulyaev D.N. Informatsionnoe obespechenie i tekhnologii gidrodinamicheskogo modelirovaniya neftyanykh i gazovykh zalezhej, M., Izhevsk, 2012. S. 114-119. [in russian].
3. Kremenetskij M.I., Baryshnikov A.V., Sidorenko V.V. Rezul'tativnost' dolgovremennogo -onitoring sovmestnoj razrabotki plastov sistemami odnovremennorazdel'noj dobychi na Priobskom mestorozhdenii, Neftyanoe khozyajstvo, 2010. №6. S. 58-73. [in russian].
4. Analiz proizvoditel'nosti skvazhin – klyuch k -d r-em interpretatsii GDIS v malopronitsaemykh kollektorakh s GRP./ A.V.Baryshnikov, j d r. Neftyanoe khozyajstvo 2010. №12. S. 42-45. [in russian].
5. Mel'nikov S.I. Gidrodinamicheskij i promyslovo-tekhnologicheskij monitoring sovmestno razrabatyvaemykh plastov, Inzhenernaya praktika, 2012. №2. S. 18-22. [in russian].

6. Laptev V.V., Beresnev V.V., Babushkin I.P. Novoe pokolenie tekhniki dlya monitoringa razrabotki mnogoplastovykh ob'ektov v skvazhinakh s UEHTSN. Inzhenernaya praktika, 2012. №8. S. 51-55. [in russian].

7. Laptev V.V. Apparatno-programmnyj kompleks «Sprut» dlya monitoringa razrabotki mnogoplastovykh ob'ektov v skvazhinakh s UEHTSN. Neftyanoe khozyajstvo 2011. №5. S.104-107. [in russian].

8. Laptev V.V., Beresnev V.V., Adiev I.R. Geofizicheskij monitoring dobyvayushhikh skvazhin s odnovremennorazdel'noj ehkspluatatsiej neskol'kikh ob'ektov. Karotazhnik, №7-8 (217-218). S. 65. [in russian].

9. Baryshnikov A.V., Kofanov O.A., Galeev D.R. Glubinnij monitoring produktivnosti sovmestno ehkspluatiruemykh plastov pri tekhnologicheskoy depressii. Neftyanoe khozyajstvo, 2011. №12. S. 63-66. [in russian].

Адиев И.Я., коммерческий директор ОАО НПФ «Геофизика», г. Уфа, Российская Федерация
I.Y. Adiev, Commercial Director JSC NPF «Geozizika», Ufa, the Russian Federation

Якин М.В., начальник сектора аналитической информатизации ОАО НПФ «Геофизика», г. Уфа, Российская Федерация
M.V. Yakin, Head of The Sector of Analytical Informatization JSC NPF «Geozizika», Ufa, the Russian Federation

e-mail: yakin@npf-geofizika.ru