

УДК 550.832.6:622

ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТЫ МНОГОПЛАСТОВЫХ СКВАЖИН С ЭЦН ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО И ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА

Панарина Екатерина Павловна,

аспирант кафедры геофизических информационных систем Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина, Россия, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65; ведущий специалист отдела диагностики и управления разработкой ООО «Газпромнефть НТЦ», Россия, 117246, г. Москва, Научный пр., 19. E-mail: Panarina.EP@gazprom-neft.ru

Кременецкий Михаил Израилевич,

д-р техн. наук, профессор, руководитель направления по исследованиям скважин отдела диагностики и управления разработкой ООО «Газпромнефть НТЦ», Россия, 117246, г. Москва, Научный пр., 19. E-mail: Kremenetskiy.MI@gazprom-neft.ru

Кричевский Владимир Маркович,

руководитель направления по контролю разработки трудноизвлекаемых запасов отдела диагностики и управления разработкой ООО «Газпромнефть НТЦ», Россия, 117246, г. Москва, Научный пр., 19. E-mail: Krichewskiy.VM@gazprom-neft.ru

Ипатов Андрей Иванович,

д-р техн. наук, профессор, начальник управления геофизических и гидродинамических исследований ООО «Газпромнефть НТЦ», Россия, 117246, г. Москва, Научный пр., 19. E-mail: Ipatov.AI@gazprom-neft.ru

Биккулов Марсель Минуллович,

начальник отдела повышения нефтеотдачи пластов ООО «Газпромнефть-Хантос», Россия, 628011, г. Ханты-Мансийск, ул. Ленина, 56. Email: Bikkulov.MM@hantos.gazprom-neft.ru

Коновалов Алексей Олегович,

главный специалист отдела повышения нефтеотдачи пластов ООО «Газпромнефть-Хантос», Россия, 628011, г. Ханты-Мансийск, ул. Ленина, 56. Email: Konovalov.AO@hantos.gazprom-neft.ru

Актуальность работы обусловлена необходимостью оптимизации работы многопластовых скважин с электроцентробежными насосами на основе оценки индивидуальных свойств эксплуатируемых совместно пластов.

Цель работы: анализ информативности и усовершенствование методики комплексных промыслово-геофизических и гидродинамических исследований многопластовых скважин на технологической депрессии (при оборудовании скважин байпасными системами «Y-tool»); разработка, апробация и внедрение методики мониторинга индивидуальных параметров совместно вскрытых низкодебитных пластов с целью получения достоверной информации о выработке пластов; обоснование и рекомендации мероприятий по оптимизации работы скважин на основе результатов мониторинга, а также увеличение охвата вытеснения и увеличения добычи нефти.

Методы исследования: математическое моделирование полей температуры и давления в действующей скважине, проведение и интерпретация результатов промыслово-геофизических и гидродинамических исследований скважин, анализ результатов разновременных исследований.

Результаты. Установлено, что при работе многопластовой скважины на технологической депрессии (с применением байпасного оборудования «Y-tool») в условиях коллекторов с низкой проницаемостью оценка дебитов продуктивных пластов возможна только по результатам термометрии. Наиболее результативным в рассматриваемых условиях является оценка дебитов вне интервалов работающих пластов. Периодические проведения данных исследований дают возможность контролировать динамику выработки пластов. Выполнен совместный анализ разновременных циклов термических исследований в совокупности с данными долговременного мониторинга дебита скважин и давления на забое с целью контроля изменения во времени индивидуальных параметров пластов (дебитов, фильтрационных свойств, пластовых давлений, скин-фактора). Представлены примеры оптимизации работы скважин по результатам применения комплексного анализа.

Ключевые слова:

Нефть, контроль разработки, термические исследования скважин, гидродинамические исследования скважин, промыслово-геофизические исследования скважин (ПГИ).

Раздельная эксплуатация нескольких нефтяных объектов с низкой проницаемостью (от десятых долей единиц до первых единиц мД), как правило, экономически нецелесообразна. Единственным оправданным вариантом в данных условиях может являться совместная разработка многопластовых объектов единой сеткой скважин. Причем в подобных скважинах перед вводом в эксплуатацию каждый низкопроницаемый пласт обычно интенсифицируют трещиной гидравлического разрыва пласта (ГРП).

Данные факторы сильно затрудняют мониторинг индивидуальных фильтрационных и энергетических параметров совместно разрабатываемых пластов, хотя это является неотъемлемым требованием Госорганов РФ [1].

Ведущая роль в решении задачи индивидуального мониторинга совместно эксплуатируемых нефтяных пластов принадлежит промыслово-геофизическим исследованиям (ПГИ) и гидродинамическим исследованиям скважин (ГДИС) [2–8]. Комплексирование данных исследований позволяет определить фазовый состав притоков, изучить изменения энергетики, совершенства вскрытия и фильтрационных свойств пластов в процессе разработки. Результаты ГДИС позволяют контролировать совместные параметры пластов, а ПГИ – оценить долю каждого пласта в объеме добычи из скважины. С помощью комплекса ГДИС–ПГИ определяют индивидуальные параметры объектов (дебит, продуктивность, проницаемость, скин-фактор и пластовое давление). Полученная информация используется при оптимизации процессов разработки.

Такие работы в настоящее время активно проводятся в компании «Газпром нефть», успешным примером является Южная лицензионная территория (ЮЛТ) Приобского месторождения.

Отличительной особенностью проводимых на этом месторождении исследований является проведение циклических ПГИ в скважинах механизированного фонда с помощью байпасных систем «Y-tool» и широкое использование в качестве технологии ГДИС долговременного дистанционного мониторинга давления на забое с помощью стационарного датчика, устанавливаемого на приеме электроцентробежного насоса (ЭЦН) [2]. Это способствует повышению информативности полученных результатов, поскольку позволяет контролировать не только текущие параметры, но и динамику отработки пластов.

В результате проведения мониторинговых работ на объектах ООО «Газпромнефть-Хантос» с использованием байпасных систем «Y-tool» получены качественные материалы, отражающие динамику работы совместно вскрытых продуктивных интервалов в условиях технологических режимов отбора [9]. Однако вследствие низкой производительности отдельных пластов не удалось определить интервальные дебиты с помощью механической расходомерии. Единственным методом, спо-

собным оценить вклад отдельных пластов в общий дебит скважины, оказалась термометрия. При этом вполне информативным способом оценки явилась интерпретация термограмм вне интервалов притока [10, 11].

В настоящее время на ЮЛТ Приобского месторождения выполнено 39 исследований в 17 скважинах опорного фонда с «Y-tool», по которым изучен характер неравномерной выработки пластов (преимущественное дренирование вышележащего объекта AC_{10}^{***} и интенсивный переток в нижележащий объект AC_{12}^{***}) и приняты меры для ее устранения [12, 13].

Данные о высоком давлении в верхнем пласте подтверждаются результатами гидродинамических исследований. По большинству ГДИС выявлено, что скважины испытывают воздействие системы поддержания пластового давления (ППД). Этот факт установлен по динамике обводненности продукции, стабилизации забойного давления и дебита и характерным особенностям диагностического Log-Log графика. Результаты комплекса ГДИС–ПГИ показывают, что на показатель продуктивности основное влияние оказывает изменение пластового давления, а ухудшения фильтрационных свойств во времени не наблюдается.

Предложено два решения по оптимизации работы пластов: изменение депрессии (где это еще возможно) на нижележащий объект AC_{12}^{***} либо изоляция вышележащего обводненного объекта AC_{10}^{***} .

Наглядным примером оптимизации депрессии является скважина 14^{***}, в которой было выполнено несколько разновременных циклов ПГИ (22.08.2014 г., 14.10.2014 г., 28.10.2014 г. и 15.02.2015 г.) в условиях монотонного снижения во времени забойного давления.

Каждый цикл ПГИ включал:

- регистрацию фоновых диаграмм давления, температуры и параметров состава в условиях длительной остановки скважины перед запуском на технологический режим отбора;
- серию разновременных записей непосредственно после запуска и в процессе стабилизации режима.

Фоновые диаграммы отражают преобладающее влияние межпластового перетока из пласта AC_{10}^{***} вниз в пласт AC_{12}^{***} , в статике. На рис. 1, а представлена динамика фонового поля давления и температуры от цикла к циклу. Хорошо видно, что со временем фоновое значение температуры увеличивается, приближаясь к геотермическому, причем наиболее интенсивно в четвертом цикле исследований, после оптимизации [14–17].

Такое поведение термограмм обусловлено характером изменения забойного давления в циклах исследования (рис 1, а, окно V). В первых циклах оно составляло около 13 МПа в кровле AC_{10}^{***} и около 15 МПа в кровле AC_{12}^{***} , во втором и третьем циклах получены аналогичные значения, а в четвертом цикле (после оптимизации) эти значения сни-

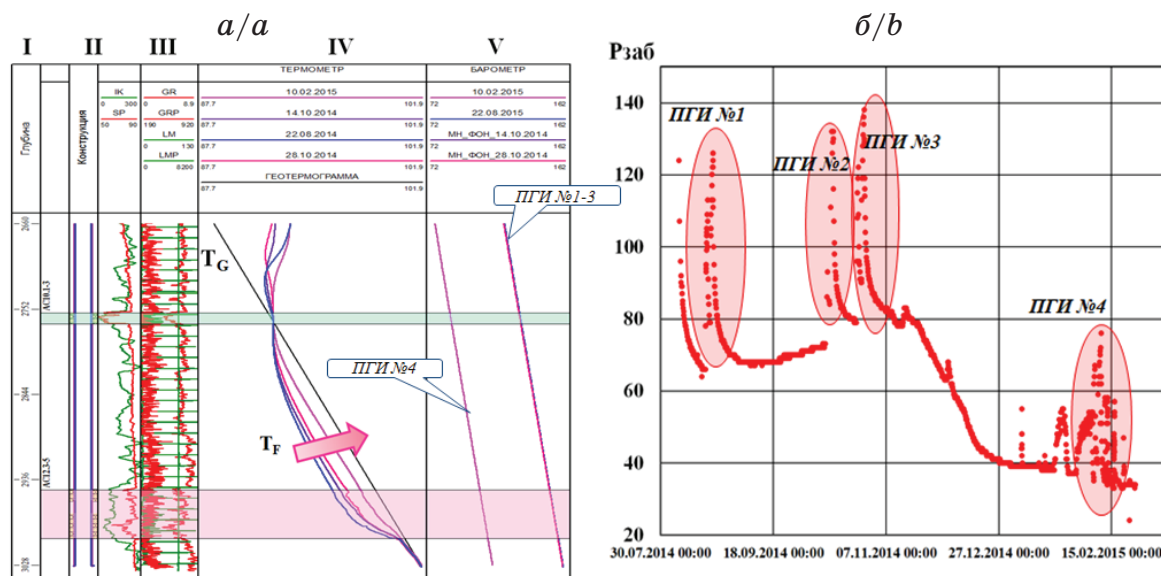


Рис. 1. Результаты исследований скважины 14^{***}: а) I – колонка глубин; II – результаты ГИС в открытом стволе (диаграммы индукционного метода (ИМ) и метода самопроизвольной поляризации (СП)); III – диаграммы гамма метода (ГМ) и локатора муфт (ЛМ); IV – результаты термометрии (T_G – геотермограмма, T_F – фоновые термограммы при разновременных исследованиях); V – результаты барометрии, фоновый замер при разновременных исследованиях; б) зависимость изменения забойного давления от времени

Fig. 1. Results of 14^{***} well survey: а) I is the depth column; II are the results of GIS in open hole (diagrams of induction method (IM) and spontaneous polarization method (SPM)); III are the diagrams of gamma method (GM) and collar locator (CL); IV are the results of thermometry (T_G is the geothermogram, T_F are the background thermograms in time surveys); V are the results of barometry, baseline log, at heterogeneous in time surveys; б) time dependence of bottom hole pressure change

зились соответственно до 8,7 и 10,5 МПа. Динамика изменения забойного давления по датчику ТМС показана на рис. 1, б.

Вследствие этого интенсивность межпластового перетока упала, и нижний пласт, ранее интенсивно охлаждаемый перетоком, подключился в работе и начинает прогреваться.

Факт ослабления влияния перетока после оптимизации становится более наглядным, если детально проанализировать результат каждого выполненного цикла ПГИ. Рассмотрим более подробно исследования в первом (от 22.08.2014 г.) цикле (рис 2, а): сначала был зарегистрирован фоновый замер термометром в остановленной скважине (термограмма T_F в окне V), затем выполнена серия термограмм после запуска насоса ($T_{ЭЦН}$). В этот период времени температура в стволе монотонно росла по мере снижения влияния перетока.

Тем не менее, результаты термометрии через 24 часа после запуска (термограмма $T_{ЭЦН-24}$) показали, что со временем выхода нижнего пласта на стабильный режим отбора не происходит. По всем термограммам при запуске скважины (рис. 2, а) диагностируется нисходящее движение жидкости из пласта AC_{10}^{***} и ее поглощение в подошве продуктивной толщи. Вследствие низкой депрессии в первом цикле исследований переток по стволу вниз, диагностируемый в статике, продолжается и в действующей скважине. Поведение кривых термометрии во втором (от 14.10.2014 г.) и третьем (от 28.10.2014 г.) циклах исследований аналогичны.

В четвертом цикле исследований, после резкого снижения давления на забое после оптимизации (рис. 2, б), скважина повела себя иначе. Цикл начался с измерений температуры в статике и при запуске скважины (термограммы T_F и $T_{ЭЦН}$ в окне V), через сутки (термограмма $T_{ЭЦН-24}$) после запуска в стволе начался приток из всех перфорированных пластов – в цикле все пласты работают в режиме отбора.

По результатам термометрии: доля в суммарном дебите пласта AC_{10}^{***} в кровле продуктивной толщи составляет 99 %, суммарная доля нижележащего пласта – 1 %, дебит перетока составляет 3 % от дебита технологического режима.

Таким образом, видно, что задавленный нижний пласт по прошествии времени вследствие повышения депрессии начинает работать и вносит больший вклад в суммарную добычу. Однако на данном месторождении не всегда удается изменить депрессию с помощью снижения забойного давления, многие скважины работают с забойным давлением, не превышающим 3 МПа.

Далее рассмотрим пример по изоляции обводненного вышележащего объекта AC_{10}^{***} на примере скважины 15^{***}. По результатам оптимизации процесса разработки был получен положительный эффект и прирост добычи нефти. На рис. 3 представлена история добычи из скважины 15^{***}, в которой на основе результатов целевых ПГИ была проведена оптимизация.

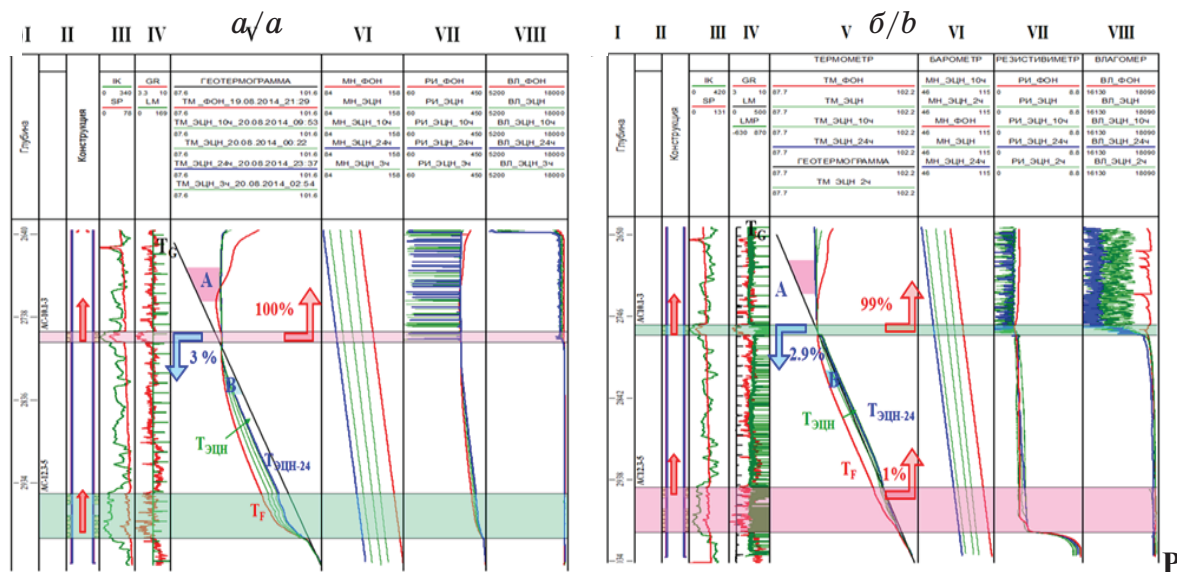


Рис. 2. Результаты исследований скважины 14^{'''} (а – от 20.08.2014 г., б – 07.02.2015г). I – колонка глубин; II – конструкция скважины со схемой движения флюида по стволу; III – результаты ГИС в открытом стволе (диаграммы ИМ и метода СП); IV – диаграммы ГМ и ЛМ; V – результаты термометрии (T_G – геотермограмма, T_f – фоновая термограмма, $T_{ЭЦН}$ – термограмма в действующей скважине, А, В – интервалы вне работающих пластов, выбранные для оценки дебитов); VI – результаты барометрии; VII – результаты резистивиметрии; VIII – результаты влагометрии

Fig. 2. Results of 14^{'''} well survey (a – 20.08.2014, b – 07.02.2015). I is the depth column; II is the well structure with fluid motion plan along the hole; III are the result of GIS in the open hole (IM and SPM diagrams); IV are the GM and CL diagrams; V are the results of thermometry (T_G is the geothermogram, T_f is the background thermogram, $T_{ЭЦН}$ is the thermogram in the operating well); VI are the results of barometry; VII are the results of resistivity; VII are the results of water-cut log



Рис. 3. История работы скважины 15^{'''}. 1 – обводненность; 2 – дебит нефти; 3 – дебит жидкости. После изоляции верхнего выработанного пласта существенно уменьшилась обводненность продукции и возрос дебит нефти

Fig. 3. 15^{'''} well performance history. 1 – water cut; 2 – oil flowrate; 3 – liquid rate. After the upper depleted layer isolation the water cut of the product decreased and the oil flowrate increased

Скважина была запущена в эксплуатацию в январе 2008 г. с обводненностью 10 %. В процессе работы ввиду тесной интерференции с окружающим фондом с 2011 г. начался рост обводнения продукции. Для контроля выработки пластов было принято решение о проведении ПГИ с помощью оборудо-

вания «Y-Tool». Исследование показало, что преимущественный вклад в добычу вносит верхний пласт, также между верхним и нижним пластом наблюдается поведение термограмм, характерное для движения жидкости по стволу вниз – признак межпластового перетока в нижний пласт. После

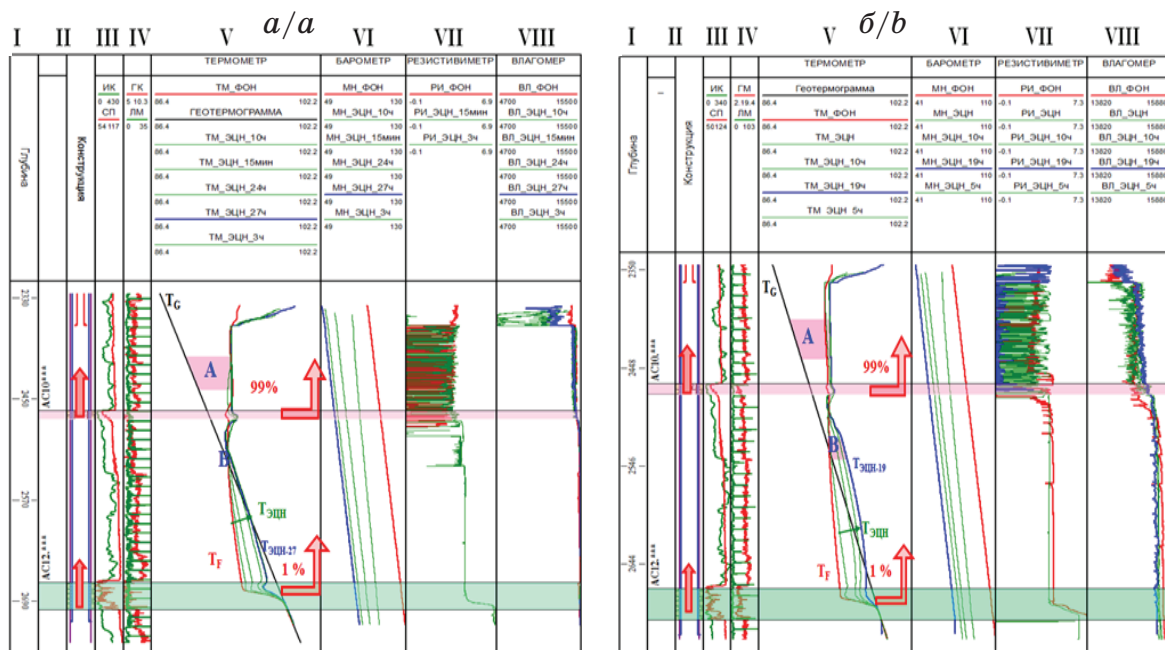


Рис. 4. Результаты исследований скважины 15*** (а – от 25.04.2014 г., б – 11.08.2014 г.). I – колонка глубин; II – конструкция скважины со схемой движения флюида по стволу; III – результаты ГИС в открытом стволе (диаграммы ИМ и метода СП); IV – диаграммы ГМ и ЛМ; V – результаты термометрии (T_g – геотермограмма, T_f – фоновая термограмма, $T_{эцн}$ – термограмма в действующей скважине, А, В – интервалы вне работающих пластов, выбранные для оценки дебитов); VI – результаты барометрии; VII – результаты резистивиметрии; VIII – результаты влагометрии

Fig. 4. Results of 15*** well survey (а – 25.04.2014, б – 11.08.2014). I is the depth column; II is the well structure with fluid motion plan along the hole; III are the result of GIS in the open hole (IM and SPM diagrams); IV are the GM and CL diagrams; V are the results of thermometry (T_g is the geothermogram, T_f is the background thermogram, $T_{эцн}$ is the thermogram in the operating well, А, В are the intervals outside the functioning layers, selected for rate estimation); VI are the results of barometry; VII are the results of resistivity; VIII are the results of water-cut log

этого было принято решение об изоляции верхнего обводненного пласта и проведение ГРП на нижний пласт AC_{12}^{***} с целью увеличения добычи. Результаты проведенных промыслово-геофизических исследований представлены на рис. 4.

Для оценки эффективности ГТМ было проведено сопоставление диагностических графиков ГДИС для системы из двух совместно эксплуатируемых объектов ($AC_{10}^{***} + AC_{12}^{***}$) и для одного пласта AC_{12}^{***} – после проведенной изоляции (рис. 5).

По данным гидродинамическим исследованиям хорошо диагностируются системы потоков: влияние ствола скважины, линейный поток к трещине, псевдорadiaльный [18–20]. Сопоставление результатов ГДИС показало изменение значений: гидропроводности, проницаемости и скин-фактора – по сравнению с первым исследованием ухудшились фильтрационные свойства пластовой системы, что естественно, поскольку из эксплуатации был выключен обводненный верхний пласт с лучшими коллекторскими свойствами. При этом стало возможным увеличение депрессии на нижний пласт и скважина увеличила дебит нефти. Уменьшение гидропроводности связано с уменьшением работающей толщины пластовой системы, а снижение проницаемости – с худшими фильтрационными свойствами нижележащего объекта AC_{12}^{***} . Данное решение дало положительный результат. После проведения ГТМ был получен при-

рост добычи нефти более чем в 2 раза (таблица), а также снижены эксплуатационные затраты на подъем жидкости из пласта AC_{10}^{***} .

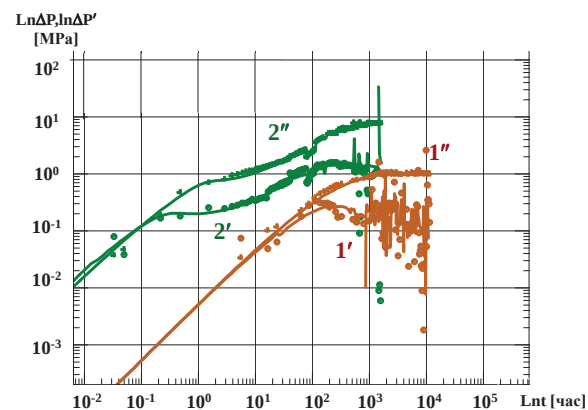


Рис. 5. Диагностические Log-Log графики давления (') и логарифмической производной (") для циклов ГДИС до (1) и после (2) изоляции верхнего обводненного пласта, точками представлены результаты измерений, сплошными линиями – результаты интерпретации ГДИС методом совмещения

Fig. 5. Exploratory Log-Log graphs of the pressure (') and logarithmic derivative (") for hydrodynamic research before (1) and after (2) isolation of the upper watered layer, the measurement results are marked by dots, the results of hydrodynamic research interpretation by the alignment method are marked by solid lines

Таблица. Протокол результатов ГДИС по скважине 15***
Table. Data sheet of the 15*** well hydrodynamic research

Дата/Параметры Date/Parameters	Работавшая толщина, м Operative depth, m	Гидропроводность 10 ³ мкм ² м/мПа с F low capacity, 10 ³ μm ² m/mPa s	Проницаемость 10 ⁻¹⁵ мкм ² Permeability, 10 ⁻¹⁵ μm ²	Дебит жидкости, м ³ /сут Liquid rate, m ³ /day	Дебит нефти, т/сут Oil flowrate, t/day
12.2014 (до РИР) (before isolation squeeze) (пласты AC ₁₀ ***+AC ₁₂ ***)	28,4	8,87	2,28	84	7
02.2015 (после РИР) (after isolation squeeze) (пласт AC ₁₂ ***)	20,2	1,15	0,44	25	20
Итог проведенного геолого-технологического мероприятия (ГТМ) Result of geological and technological activities				- 59	+ 13

Заключение

Анализ результатов ПГИ в опорной сети добывающих насосных скважин на Южно-Приобском месторождении показал, что при работе на технологической депрессии (с применением байпасного оборудования «Y-tool») в условиях низкопроницаемых низкодебитных коллекторов основным информативным методом оценки и мониторинга индивидуальных дебитов зарекомендовала себя термометрия.

Повышению информативности мониторинга в условиях совместного вскрытия нескольких пластов способствовали: 1) несколько циклов исследо-

ваний, позволивших проследить динамику состояния пластов при изменении депрессии, а также 2) комплексирование ПГИ и ГДИС. Полученные результаты позволили оценить весь спектр индивидуальных параметров пластов, необходимых для обоснования ГТМ по увеличению охвата выработкой (оптимизация вытеснения, устранение межпластовых перетоков) и интенсификации притока.

Выполненные на Южно-Приобском месторождении исследования позволили дать достоверную оценку относительных дебитов пластов и интенсивности межпластовых перетоков. В частности, было выявлено преимущественное дренирование запасов из верхнего объекта AC₁₀***, определен межпластовый переток из вышележащего объекта AC₁₀*** в нижележащий AC₁₂***. По результатам исследований были обоснованы и выполнены мероприятия по ремонтно-изоляционным работам (РИР) верхнего обводненного интервала. Во всех случаях (7 скважин) РИР дали положительный результат, прирост добычи скважин по нефти составил более 100 %, сократился также объем добычи жидкости. В итоге получен существенный прирост по добыче нефти и снижены затраты на подъем жидкости, подтверждена высокая степень выработки (степени промытости) изолируемого объекта.

Данная технология исследований и анализа, по мнению авторов, применима для всех многопластовых нефтяных месторождений, в первую очередь – для объектов с ухудшенными низкопроницаемыми коллекторами.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Закон РФ от 21.02.92 № 2395-1 (ред. от 13.07.2015) «О недрах». URL: <https://www.consultant.ru/popular/nedr/> (дата обращения: 01.08.2015).
2. Гуляев Д.Н., Мельников С.И., Кокурина В.В. Увеличение КИН в результате применения постоянного мониторинга забойных параметров на примере месторождения Западной Сибири // Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE по разведке и добыче. – М., 14–16 октября 2014.
3. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. – Ижевск: РХД, 2010. – 780 с.
4. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. – 896 с.
5. РД 153–39.0–109–01 Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и газовых месторождений. – М., 2002. – 300 с.
6. Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Нуриев М.Ф. Опыт компании «Газпром нефть» в области применения экономических «интеллектуальных» скважин // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 9. – С. 34–38.
7. Геофизический мониторинг добывающих скважин с одновременно-раздельной эксплуатацией нескольких объектов / В.В. Лаптев, В.В. Береснев, И.Р. Адиев, И.П. Бабушкин // Каротажник. – 2012. – № 7–8 (217–218). – С. 65–79.
8. Проселков Ю.М. Теплопередача в скважинах. – М.: Недра, 1982. – 223 с.
9. Глубинный мониторинг продуктивности совместно эксплуатируемых пластов при технологической депрессии / А.В. Барышников, О.А. Кофанов, Д.Р. Галеев, А.И. Ипатов, М.И. Кременецкий // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 12. – С. 30–33.
10. Оценка индивидуальных эксплуатационных параметров совместно вскрытых низкодебитных пластов по комплексу геофизических исследований / С.И. Мельников, В.В. Кокурина, М.И. Кременецкий, Е.П. Панарина // Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE по разведке и добыче. – М., 14–16 октября 2014.
11. Опыт реализации технологии контроля притока и его состава на технологическом режиме отбора при ОПЭ / С.И. Мельников, А.И. Ипатов, М.И. Кременецкий, Д.Ю. Колупаев, М.М. Биккулов, А.З. Аминев // Инженерная практика. – 2014. – № 1. – С. 42–47.
12. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. – М.: Недра, 1965. – 238 с.
13. Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш. Термические исследования при компрессорном освоении нефтяных скважин. – Уфа: Изд-во Башкирского Государственного университета, 1992. – 165 с.
14. Smith M.B. Fracture Width-Design vs. Measurement // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – New Orleans, Louisiana, 26–29 September 1982. URL: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-10965-MS> (дата обращения 01.08.2015).

15. Numerical Temperature Modeling for Quantitative Analysis of Low Compressible Fluid Production / A. Aslanyan, I. Aslanyan, A. Salamatov et al. // ADIPEC 2014 Conference. – Abu Dhabi, 10–13 November 2014.
16. Curtis M.R., Witterholt E.J. Use of the temperature log for determining flowrates in producing wells: Society of Petroleum Engineers of the American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers // SPE 48th Annual Technical Conference and Exhibition. – Las Vegas, Nevada, October 1973.
17. Witterholt E.J., Tixier M.P. Temperature logging in injection wells: Society of Petroleum Engineers of the American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – San Antonio, Texas, 1972.
18. Узе О., Витура Д., Фьярэ О. Анализ динамических потоков: Теория и практика интерпретации данных ГДИС и анализа добычи, а также использование данных глубинных манометров. – М.: КАРРА, 1988. – 359 с.
19. Blassingame T.A., Lee W.J. Pressure Buildup Test Analysis – Variable Rate Case: a New Approach // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Anaheim, California, USA, June, 1989. – P. 273–280.
20. Decline Curve Analysis Using material Balance Time / D.E. Doublet, P.K. Pande, T.J. McCollum, T.A. Blassingame // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – New Orleans, 19 October 1994.

Поступила 04.08.2015 г.

UDC 550.832.6:622

OPTIMIZATION OF MULTI-PAY WELLS FUNCTIONING WITH ESP UNIT BY THE RESULTS OF HYDRODYNAMIC AND FIELD-GEOPHYSICAL MONITORING

Ekaterina P. Panarina,

Gazpromneft STC, 19, Nauchny proezd, Moscow, 117246, Russia.

E-mail: Panarina.EP@gazprom-neft.ru

Mikhail I. Kremenetskiy,

Gazpromneft STC, 19, Nauchny proezd, Moscow, 117246, Russia.

E-mail: Kremenetskiy.MI@gazprom-neft.ru

Vladimir M. Krichevskiy,

Gazpromneft STC, 19, Nauchny proezd, Moscow, 117246, Russia.

E-mail: Krichevskiy.VM@gazprom-neft.ru

Andrey I. Ipatov,

Gazpromneft STC, 19, Nauchny proezd, Moscow, 117246, Russia.

E-mail: Ipatov.AI@gazprom-neft.ru

Marsel M. Bikkulov,

Gazpromneft Khantos, 56, Lenin street, Khanty-Mansiysk, 628011, Russia.

E-mail: Bikkulov.MM@hantos.gazprom-neft.ru

Aleksey O. Konovalov,

Gazpromneft Khantos, 56, Lenin street, Khanty-Mansiysk, 628011, Russia.

E-mail: Konovalov.AO@hantos.gazprom-neft.ru

Relevance of the research is caused by the necessity to optimize the operation of multipay wells with electric-centrifugal pumps using layers individual parameters.

The aim of the research is to analyze the information content and to improve the technique of complex production-geophysical studies of multipay wells equipped with «Y-Tool» bypasses; to develop, approve and implement the method for monitoring the individual parameters of the tapped marginal layers to obtain the reliable information on production profile along the wellbore; to recommend the activities to optimize production basing on monitoring results, sweep efficiency and production enhancement.

Research methods: mathematical modeling of temperature and pressure fields in producing well, well testing and production logging, interpretation and complex analysis of all tests.

Results. It was ascertained that it is possible to assess the productive layers rates by the results of thermometry at multipay well operation at pressure drawdown (applying the «Y-Tool» bypasses) with the collectors of low permeability. The most efficient thing in the considered conditions is the assessment of the rates outside the intervals of operating wells. Periodical surveys allow controlling the dynamic of layers depletion. The authors analyzed the temperature surveys at different times along with permanent pressure gauges data to dynamically monitor individual layers parameters (rates, pressures, skin etc). Analysis results are successfully used to optimize production.

Key words:

Oil, development surveillance, well thermal surveys, well testing, production log test (PLT).

REFERENCES

1. *Zakon RF, 21.02.92 no. 2395-I (13.07.2015) «O nedrah»* [Law of the Russian Federation from 21.02.92 no. 2395-I (07.13.2015)]. Available at: <https://www.consultant.ru/popular/nedr/> (accessed 01 August 2015).
2. Gulyaev D., Melnikov S.I., Kokurina V.V. Uvelichenie KIN v rezultate primeneniya postoyannogo monitoring parametrov na primere mestorozhdeniya Zapadnoy Sibiri [Recovery Increase by Permanent Downhole Gages Data. Western Siberia Field Case Study]. *Rossiyskaya tekhnicheskaya neftegazovaya konferentsiya i vystavka SPE po razvedke i dobyche* [Russian technical oil and gas conference and exhibition SPE in exploration and production]. Moscow, 14–16 October 2014.
3. Ipatov A.I., Kremenetskiy M.I. *Geofizicheskiy i gidrodinamicheskiy kontrol razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodov* [Geophysical and hydrodynamic control of the development of hydrocarbon deposits]. Izhevsk, RKHD Press, 2010. 780 p.
4. Kremenetskiy M.I., Ipatov A.I., Gulyaev D.N. *Informatsionnoe obespechenie i tekhnologii gidrodinamicheskogo modelirovaniya neftyanykh i gazovykh zalezhey* [Information provision and technology of hydrodynamic modeling of oil and gas deposits]. Izhevsk: Institute of Computer Science, 2012. 896 p.
5. *RD 153–39.0–109–01 Metodicheskie ukazaniya po kompleksirovaniyu i etapnosti vypolneniya geofizicheskikh, gidrodinamicheskikh i geokhimicheskikh issledovaniy neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* [RD 153–39.0–109–01 Guidelines for the integrator and phasing geophysical, hydrodynamic and geochemical studies of oil and gas fields]. Moscow, 2002. 300 p.
6. Ipatov A.I., Kremenetskiy M.I., Nuriyev M.F. Opyt kompanii «Gazprom neft» v oblasti ekonomichnykh «intellektualnykh» skvazhin [The experience of Gazprom Neft in using fuel-efficient «smart» wells]. *Oil Industry*, 2011, no. 9, pp. 34–38.
7. Laptev V.V., Beresnev V.V., Adiev I.R., Babushkin I.P. Geofizicheskiy monitoring dobyvayushchikh skvazhin s odnovernennorazdelennoy ekspluatatsiyey neskol'kikh obektov [Geophysical monitoring of wells with dual completion of several objects]. *Karotazhnik*, 2012, no. 7–8 (217–218), pp. 65–79.
8. Proselkov Yu.M. *Teplotperedacha v skvazhinakh* [Heat transfer in the wells]. Moscow, Nedra Publ., 1982. 223 p.
9. Baryshnikov A.V., Kofanov O.A., Galeev D.R., Ipatov A.I., Kremenetskiy M.I. Glubinniy monitoring produktivnosti sovместno ekspluatiruemyykh plastov pri tekhnologicheskoy depressii [Deep monitoring of productivity of jointly operated layers at technological depression]. *Oil industry*, 2011, no. 12, pp. 30–33.
10. Melnikov S.I., Kokurina V.V., Kremenetskiy M.I., Panarin E.P. Otsenka individualnykh ekspluatatsionnykh parametrov sovместno vskrytykh nizkodeditnykh plastov po kompleksu geofizicheskikh issledovaniy [New way of individual evaluation of tight comingled reservoirs]. *Rossiyskaya tekhnicheskaya neftegazovaya konferentsiya i vystavka SPE po razvedke i dobyche* [Russian technical oil and gas conference and exhibition SPE in exploration and production]. Moscow, 14–16 October 2014.
11. Melnikov S.I., Ipatov A.I., Kremenetskiy M.I., Kolupaev D.Yu., Bikkulov M.M., Aminev A.Z. Opyt realizatsii tekhnologii kontrolya pritoka i ego sostava na tekhnologicheskoy rezhime otbora pri ORE [Experience in implementation of inflow control technologies and its composition in the process mode selection in the WEM]. *Engineering Practice*, 2014, no. 1, pp. 42–47.
12. Chekalyuk E.B. *Termodinamika neftyanogo plasta* [Thermodynamics oil reservoir]. Moscow, Nedra Publ., 1965. 238 p.
13. Valiullin R.A., Ramazanov A.Sh. Termicheskie issledovaniya pri kompressorom osvoenii neftyanykh skvazhin [Thermal studies in compressor exploration of oil wells]. Ufa, Bashkir State University Press, 1992. 165 p.
14. Smith M.B. Fracture Width-Design vs. Measurement. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. New Orleans, Louisiana, 26–29 September 1982. Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-10965-MS> (accessed 01 August 2015).
15. Aslanyan A., Aslanyan I., Salamatina A. Numerical Temperature Modeling for Quantitative Analysis of Low Compressible Fluid Production. *ADIPEC 2014 Conference*. Abu Dhabi, 10–13 November 2014.
16. Curtis M.R., Witterholt E.J. Use of the temperature log for determining flowrates in producing wells: Society of Petroleum Engineers of the American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers. *SPE 48th Annual Technical Conference and Exhibition*. Las Vegas, Nevada, October 1973.
17. Witterholt E.J., Tixier M.P. Temperature logging in injection wells: Society of Petroleum Engineers of the American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. San Antonio, Texas, 1972.
18. Uzes O., Vitura D., Fyare O. *Analiz dinamicheskikh potokov: teoriya i praktika dannykh GDIS i analiza dobychi, a takzhe ispolzovanie dannykh glubinnykh manometrov* [Analysis of dynamic flows. Theory and practice of well test data interpretation and analysis of the production and use of data-depth gauge]. Moscow, Kappa Publ., 1988. 359 p.
19. Blassingame T.A., Lee W.J. Pressure Buildup Test Analysis – Variable Rate Case: a New Approach. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Anaheim, California, USA, June, 1989. pp. 273–280.
20. Doublet D.E., Pande P.K., McCollum T.J., Blassingame T.A. Decline Curve Analysis Using material Balance Time. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. New Orleans, 19 October 1994.

Received: 04 August 2015.