

УДК 622.276.7

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ (РИР) НА САМОТЛОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Кубрак М.Г.

ЦДНГ-2, ОАО «Самотлорнефтегаз»
г. Нижневартовск, Ханты-Мансийский АО - Югра
e-mail: kmg2005@rambler.ru

Аннотация. В статье описана технология РИР, применяемая на Самотлорском месторождении. Кратко изложены критерии подбора скважин-кандидатов, приведен общий план ремонта, рассмотрены технологические факторы, влияющие на успешность проведения ремонта и даны рекомендации по дальнейшей эксплуатации скважины после проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ).

Ключевые слова: ремонтно-изоляционные работы, РИР, ограничение водопритока, снижение обводненности, вывод из бездействия

Разработка Самотлорского месторождения ведется с 1968 года. В данный момент месторождение находится на четвертой стадии разработки, средняя обводненность продукции скважин – 93,2 % объемных.

Более 1300 скважин работают с обводненностью продукции 93-99 %. Следует отметить, что себестоимость подъема 1 м³ жидкости составляет 26 руб/м³. Скважины, работающие с режимом 500-800 м³/сут по жидкости и с обводненностью 97-98 %, нередко считаются условно рентабельными, хотя дебит по нефти составляет 8-12 т/сут (средний дебит дающих скважин по месторождению – 10,5 т/сут). Поэтому на сегодняшний день одна из самых актуальных проблем Самотлора – это снижение количества потребляемой электроэнергии, затрачиваемой для подъема скважинной продукции на поверхность.

Обычно для ограничения водопритока (ОВП) применяются различные технологии, связанные с привлечением спецподрядчика. Большая часть работ производится с закачкой на пакере реагента, увеличивающего эффективность и вероятность успешности проведенного ремонта, с последующей продавкой его оторочки в пласт цементным раствором. Наиболее широкое распространение получили следующие водоизолирующие составы: жидкое стекло, АКОР, растворы на основе сырой нефти, хлорида кальция, силиката натрия, полимерные растворы и т.д. [1, 2]. Используемые реагенты, специальные пакера, НКТ, насосы, прочее оборудование приводят к возрастанию продолжительности, сложности и как следствие стоимости выполняемого ремонта. В табл. 1 приведены основные виды ремонтно-изоляционных работ (РИР), которые проводились на Самотлорском месторождении.

Таблица 1. Технологии РИР, применяемые на Самотлорском месторождении

Технология	Основные результаты применения
Цементные растворы на углеводородной основе	Эффективны при ликвидации заколонный перетоков, обладают высокой седиментационной устойчивостью во времени. Технологии изготовления растворов и проведения РИР подразумевают использование безводной нефти, специальный комплекс дорогостоящих ПАВ.
Цементные растворы на водной основе	Простота приготовления, транспортировки, меньшая стоимость по сравнению с цементами на углеводородной основе. Слабая подвижность обуславливает низкую эффективность при изоляции обводненных интервалов малых размеров. Не эффективны в скважинах, эксплуатирующих одновременно несколько близкорасположенных пропластков или пластов с различной геологической характеристикой (особенно в которых нижний интервал не обводнен и пластовое давление в нем ниже вышележащего водоносного).
Гелеобразующие составы	Наибольшая стоимость и продолжительность ремонта скважины, требуется точное соблюдение технологии. Максимальная средняя длительность эффекта, позволяют получать протяженные водоизоляционные экраны. В большинстве случаев необходимо докрепление геля тампонажным раствором на углеводородной основе.
Установка отсекающего цементного моста	"Быстрый" ремонт, минимальная стоимость. Ограниченная область применения: герметизация забоя, либо изоляция обводненного ниже лежащего интервала или пласта при наличии глинистой перемычки между ними не менее 5м. Также в качестве разобщающего элемента используются взрыв-пакера с цементной нашлепкой мощностью 2-3м.

Средняя стоимость вышеприведенных ремонтов (за исключением установки отсекающего моста) составляет 3,782 млн.руб/опер, продолжительность – 471 ч (20 суток). Прирост дебита по нефти по отношению к остановочному режиму в среднем составляет 4,2 т/сут, а сокращение дебита по жидкости 460 м³/сут. Эффект в случае проведения успешного ремонта наблюдается в течение 6-8 месяцев. Далее происходит увеличение процента обводненности, рост динамического уровня и дебита по жидкости. Обычно через 2-3 смены подземного оборудования

с увеличением типоразмера насоса в скважину спускается та же установка, которая была до проведения РИР. При достижении порога рентабельности или обводненности более 99 % скважина вновь останавливается и рассматривается целесообразность проведения повторного РИР, либо другого ГТМ.

Для сокращения стоимости ГТМ РИР и ускорения ремонта геологической службой ЦДНГ-2 ОАО «Самотлорнефтегаз» разработана и внедрена в производство технология ОВП из перфорированной подошвенной, промытой (ввиду высокой проницаемости) части пласта и вовлечение в эксплуатацию слаборботающей, либо вовсе не работающей, но нефтенасыщенной кровельной части пласта без привлечения подрядной организации, специализирующейся по данным видам работ. Отличительной особенностью описанной в статье технологии является использование только цементного раствора на водной основе, и, главное, весь ремонт производится исключительно силами бригады КРС.

За 2009 год в ЦДНГ-2 ОАО «Самотлорнефтегаз» на площади Самотлорского месторождения проведено 7 РИР с целью изоляции обводненных пропластков существующего пласта силами бригады КРС без привлечения дорогостоящего спецподрядчика для РИР (табл. 2).

По приведенным данным видно, что по отдельным скважинам получен незначительный прирост по дебиту нефти – 2-4 т/сут. Но дебит по жидкости при этом сократился на 600-800 м³/сут, а, следовательно, и количество потребляемой энергии, и себестоимость добычи тонны нефти. Таким образом, скважины, которые были остановлены по причине обводнения продукции и являвшиеся нерентабельными с экономической точки зрения, выводятся из бездействия и переходят в категорию рентабельных. Следует отметить, что ремонты производятся без смены эксплуатационного пласта, что позволяет вырабатывать остаточные запасы на существующем пласте и не требует согласования с проектным институтом и Ростехнадзором.

По стандартной классификации ремонтов КРС данный вид геолого-технические мероприятия (ГТМ) считается КР-7: обработка призабойной зоны (ОПЗ) пласта скважины с проведением реперфорации.

Таблица 2. Свод выполненных мероприятий по изоляции обводненных пропластков существующего пласта силами бригады КРС за 2009г. в ЦДНГ-2 ОАО "СНГ"

№	Куст	Скважина	Пласт	Подземное оборудование до ГТМ	Режим работы до ГТМ			Подземное оборудование после ГТМ	Режим работы после ГТМ			Прирост		Продолжительность ремонта, ч	Стоимость ремонта, млн. руб.
					Qж, м ³	Qн, т	%		Qж, м ³	Qн, т	%	Qж, м ³	Qн, т		
1	1298	35122	АВ4-5	ЭЦН-1250-1500	1200	10,1	99	ЭЦН-80-1550	100	12,7	85	-1100	2,5	328	1,139
2	73	2065	АВ4-5	КГ	845	5,3	99,3	КГ	150	10,5	91,7	-695	5,2	315	1,174
3	1078	12059	АВ2-3	ЭЦН-320-1350	355	3	99	ЭЦН-50-1600	60	12,7	75	-295	9,7	341	1,545
4	640	35085	АВ4-5	КГ	680	6,9	98,8	ЭЦН-50-1500	75	11,4	82	-605	4,5	272	1,024
5	9	613	АВ2-3	ЭЦН-800-1300	780	2,6	99,6	ЭЦН-50-1550	70	5,3	91	-710	2,7	404	2,240
6	13	300	БВ8(1-3)	КГ	710	5,4	99,1	КГ	110	10,2	89	-600	4,8	252	1,012
7	1288	12480	АВ4-5	ЭЦН-800-1250	935	3,9	99,5	ЭЦН-60-1500	65	14,8	73	-870	10,9	324	1,277
Средние значения:											-696	5,7	319	1,344	

На основе накопленного промыслового опыта выделены следующие наиболее значимые критерии подбора скважин-кандидатов на ГТМ РИР:

1. проведение оценки остаточных запасов по району пласта;
2. качество цементационной колонны (ЭК): необходимо жесткое сцепление между ЭК, цементом и породой.
3. литология эксплуатационного объекта:
 - наличие слабопроницаемой кровельной части пласта при вскрытой монолитной части с высокой проницаемостью;
 - наличие непроницаемых естественных экранов (глинистых пропластков) толщиной не менее 1 м между намечаемыми и изолируемыми интервалами перфорации;
4. дебит по жидкости не менее 300-350 м³/сут и обводненность не менее 98 %;
5. достаточная удаленность от нагнетательных скважин (не менее 300-400 м), предпочтительно – нахождение скважины в зоне стягивания;
6. конструкция скважины должна позволять произвести РИР – необходимо исключить возможность поступления жидкости из любой другой части пласта или ЭК:
 - герметичность ЭК;
 - отсутствие заколонных перетоков между пластами.

Типовая технология ремонта по изоляции обводненных интервалов перфорации монолитного пласта силами бригады КРС, применяемая на Самотлорском месторождении, такова:

1. шаблонировка ЭК, опрессовка ЭК, нормализация забоя (при необходимости), определение приемистости в существующие обводненные интервалы перфорации при $P = 9$ МПа. Значение приемистости должна быть в диапазоне 200-300 м³/сут, при необходимости увеличение путем проведения СКО, ГВД и т.д., либо наоборот – кольматация высокопроницаемых интервалов перфорации;
2. отсыпка кварцевым песком от глубины текущего забоя до глубины 10-15 м ниже планируемых нижних дыр перфорации (для отсечения наиболее проницаемой части пласта), но с расчетом того, что мощность проектного цементного моста (ЦМ) будет не менее 8 м;
3. установка ЦМ под давлением $P = 5-6$ МПа от кровли песчаного моста до глубины 5-10 м выше верхних дыр перфорации (запас создается с учетом возможного ухода цемента в пласт), ожидание затвердевания цемента (ОЗЦ) под давлением $P = 5-6$ МПа в течение 24ч (по затвердеванию пробы цемента);
4. нащупывание ЦМ, при необходимости повторная цементная заливка, опрессовка ЦМ и ЭК, разбурка ЦМ до глубины с созданием зумфа не менее 3 м, но с учетом, что мощность ЦМ будет не менее 8 м;

5. скреперование в участке разбуривания ЦМ, вымывание цементной крошки, отбивка забоя;

6. ПВР в планируемом интервале (2,5 - 3 м кровельной части ранее существовавшего интервала перфорации), отбивка забоя, нормализация забоя после ПВР при необходимости;

7. освоение, вызов притока, запись ГИС – профиль притока и источник обводнения (ППИО) + расходомер, либо запись кривой восстановления уровня (КВУ) – по результатам спуск насоса.

В качестве примера «полного» цикла реализации ГТМ, включающего в себя поиск скважины-кандидата, составление плана ремонта, запуск в работу и мониторинг дальнейшей эксплуатации выбрана скважина 2065 Самотлорского месторождения, диаграмма которой приведена на рис. 1.

Слева направо на диаграмме показаны столбцы:

- глубина по стволу скважины, м/АО, м;
- эксплуатационный пласт;
- каротажные кривые (ГК, ПС, БК, НКТ, ИК) и данные по перфорации и изоляции интервалов;
- литологический разрез;
- первоначальное насыщение, проницаемость, 10^{-3} мкм²;
- коэффициент Апс, доли ед.;
- удельное сопротивление породы, Ом·м;
- качество цементажа.

Накопленная добыча скважины 2065 с 07.1974 г. по пласту АВ4-5 на момент проведения ГТМ составляла 1105,1 тыс. тонн по нефти и 6207,3 тыс.м³ по жидкости.

Скважина находится в центре зоны стягивания элемента 03_12 пласта АВ4-5, расстояние до ряда ППД – 950 м (рис. 2). Геологические запасы нефти в элементе составляют 95 000 тыс. тонн, отобранные на 01.07.2009 – 15 928,9 тыс. тонн, накопленная компенсация 48 %. Пластовое давление 15,2 МПа. Качество цементажа ЭК хорошее, сцепление колонна-цемент и цемент-порода жесткое во всем интервале проведения планируемых работ. Более того, сходное качество цементажа ЭК присутствует в интервалах пластов АВ2-3 и АВ6 (± 50 м вверх и вниз от эксплуатируемого АВ4-5), что повышает вероятность успешного проведения ГТМ. Пласт АВ4-5 в кровельной части представляет собой переслаивание средне-мелкозернистых песчаников и алевролитов, разделенных глинистыми перемычками мощностью 0,5-6 м. Проницаемость пласта неравномерна по высоте: выделяются интервалы 1826,5-1831 м и 1837,5-1842 м с ухудшенными коллекторскими свойствами, где $k_{\text{прон}} = 0,28$ мкм², а также ярко выраженная монолитная часть в интервале 1844-1876 м, где $k_{\text{прон}} = 1,01$ мкм².

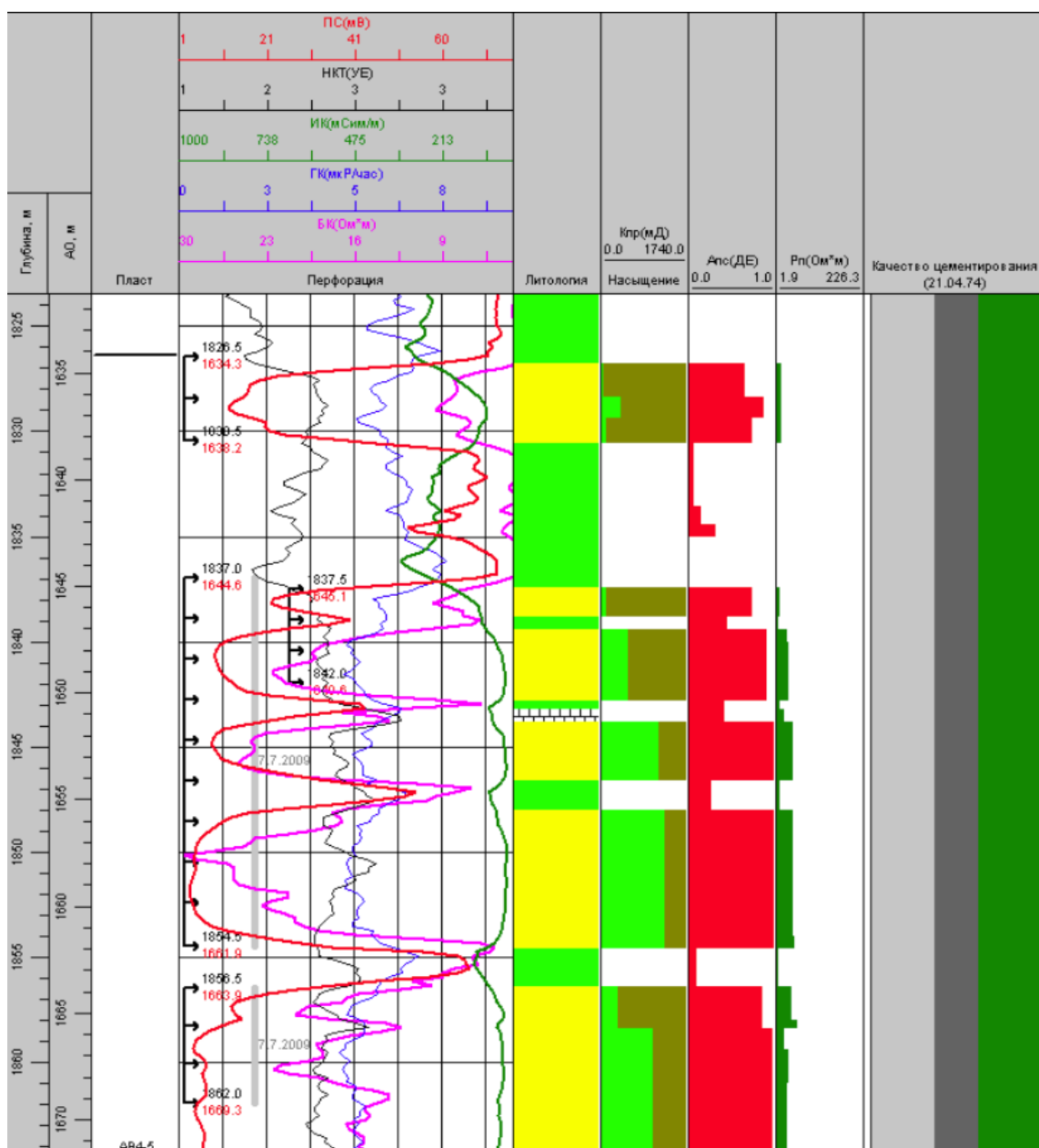


Рис. 1. Диаграмма скважины 2065 Самотлорского месторождения с интервалами перфорации и литологическим разрезом по пласту АВ4-5, на которой показана технология ремонта по ОВП из ранее перфорированной подошвенной части пласта и вовлечение в эксплуатацию неработающей кровельной части пласта

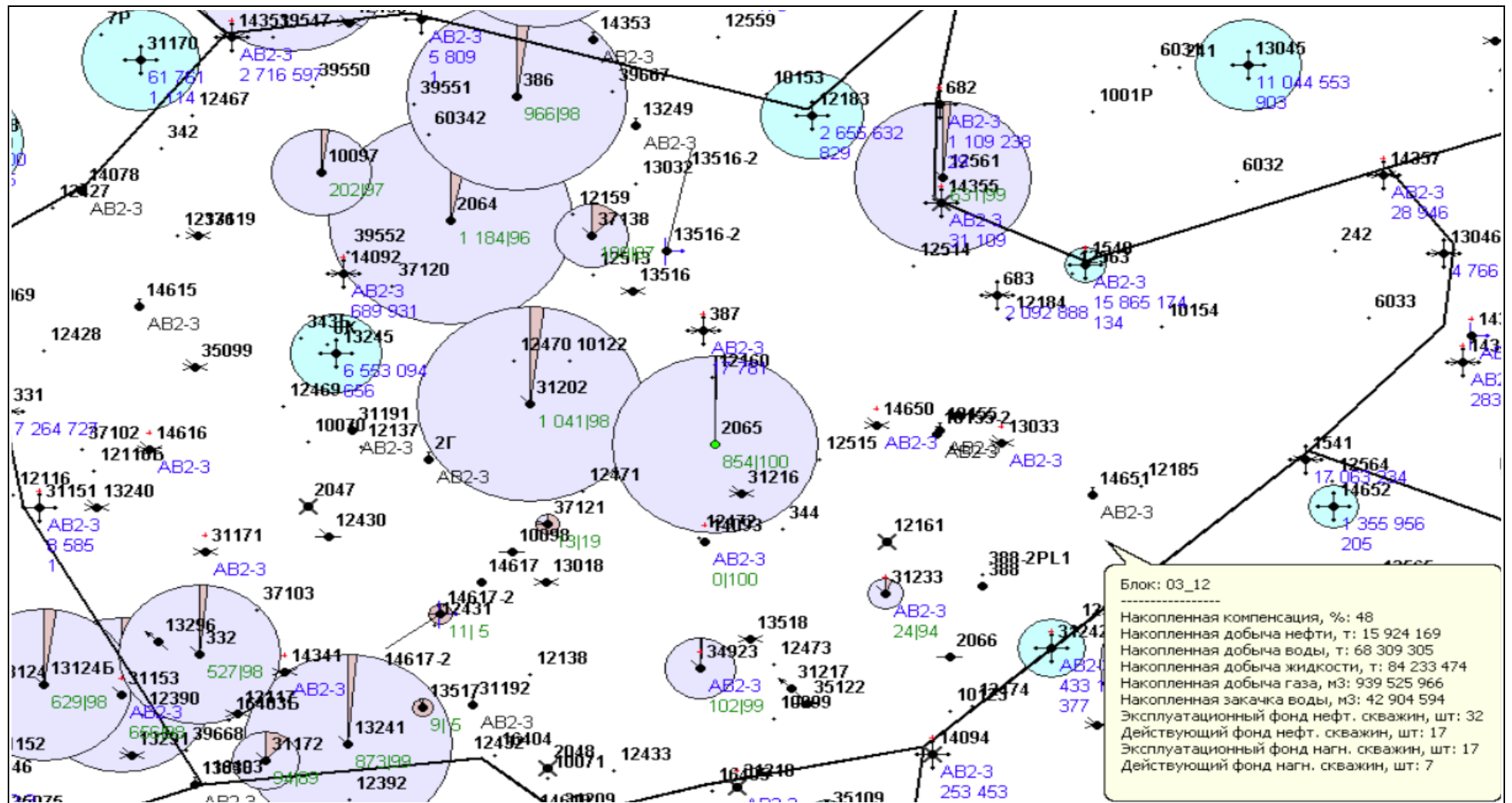


Рис. 2. Карта элемента 03_12 пласта АВ4-5 Самотлорского месторождения.

Остановочный режим скважины перед проведением ГТМ: $845\text{ м}^3/99,3\% / 5,3\text{ т}$ (табл. 2). Скважина эксплуатировалась компрессорным газлифтом (КГ), что позволило 01.07.2009 без постановки бригады ТКРС провести ГИС – профиль притока + источник обводнения (ППИО). Результаты исследования были следующие: ЭК герметична, заколонная циркуляция (ЗЦ) и межпластовые перетоки отсутствуют, работающие интервалы фильтра: 1837,4-1838,8 м – $Q_{\text{прит}} = 43,5\text{ м}^3/\text{сут}$ (состав – вода+нефть); 1841-1842,4 м – $Q_{\text{прит}} = 112\text{ м}^3/\text{сут}$ (состав – вода+следы нефти); 1862,2-1864 м – $Q = 770\text{ м}^3/\text{сут}$ (состав – вода+следы нефти). Общий дебит по данным ГИС составил $Q_{\text{общ}} = 925\text{ м}^3/\text{сут}$. Таким образом 83 % притока составляла работа монолитной части пласта, представленной хорошо отсортированным песчаником, что подтверждается по опыту работы соседних скважин (386, 2064, 10097), на которых проводились аналогичные исследования и получены сходные результаты. Корреляция скважин по пласту АВ4-5 2065, 386, 2064, 10097 Самотлорского месторождения приведена на рис. 3.

После проведения анализа по всем вышеперечисленным критериям геологической службой ЦДНГ-2 был предложен следующий ГТМ по скважине 2065: изоляция АВ4-5 установкой песчаного моста – 1853,5 м, цементная заливка под давлением до 1825 м, ОЗЦ под давлением $P = 6\text{ МПа}$, разбуривание до 1845 м, перестрел АВ4-5 в интервале 1837,5-1842 м, дострел АВ4-5 в интервале 1826,5-1830,5 м, спуск КГ, ревизия фонтанной арматуры.

4 июля 2009 бригада КРС встала на скважину и выполнила весь запланированный объем работ: подъем оборудования КГ, отсыпка проппантом в интервале 1869,8-1853,5 м, УЦМ в интервале 1853,5-1825 м с ОЗЦ под давлением 6 МПа, опрессовка ЭК на ЦМ при $P = 9\text{ МПа}$ – герметично, разбуривание ЦМ до гл. 1845 м (мощность ЦМ 8,5 м), опрессовка ЦМ при $P = 6\text{ МПа}$ – герметично, перфорация пласта АВ4-5 в интервале 1826,5-1830,5 м и 1837,5-1842 м, очистка забоя до глубины 1845 м, спуск компоновки КГ с пакером. 17 июля 2009 г. ремонт на скважине был закончен, продолжительность составила 315 ч (13 суток), стоимость – 1,174 млн.руб.

20 июля 2009 г. скважина вышла на режим: $150\text{ м}^3/92\% / 10,1\text{ т}$ при уставке газа 15 000 норм.м³/сут ($P_{\text{заб}} = 11\text{ МПа}$), рабочие давления $P_{\text{буф}}/P_{\text{зат}} = 2/7,2\text{ МПа}$, диаметр штуцера – 14 мм. Прирост по нефти составил 5,2 т/сут при сокращении дебита по жидкости на $695\text{ м}^3/\text{сут}$. Позднее, 10 марта 2010 г. на скважине были проведена запись ГИС – ППИО пласта АВ4-5. Текущий забой отбит на глубине 1841 м. ЭК герметична, ЗЦ и перетоки сверху не выявлены. По комплексу проведенных исследований отмечается приток флюида из интервала 1826,8-1830,6 м (с учетом коллекторов), $Q_{\text{прит}} = 24\text{ м}^3/\text{сут}$ (23 % от общего дебита), состав – вода + нефть. Также в работе участвует интервал 1839,6-1841 м и ниже (с учетом коллекторов), $Q_{\text{прит}} = 82\text{ м}^3/\text{сут}$ (77 % от общего дебита), состав – вода + следы нефти. Обводнение продукции происходит по пласту и с глубины текущего забоя. Общий дебит составил $Q_{\text{общ}} = 106\text{ м}^3/\text{сут}$.

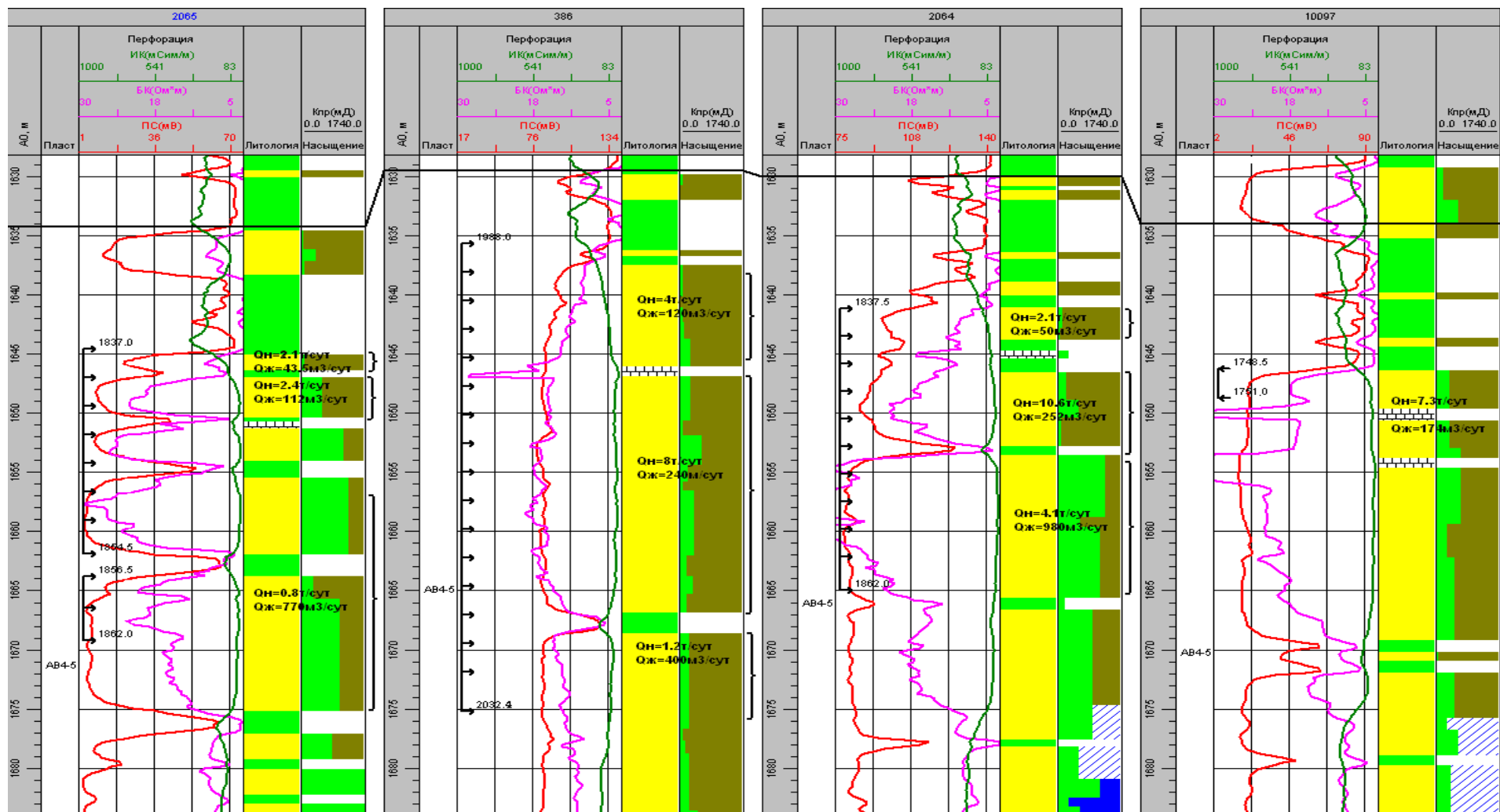


Рис. 3. Корреляция скважины 2065, 386, 2064, 10097 по пласту АВ4-5.

По приведенному заключению можно говорить о том, что поставленная цель по изоляции обводненных пропластков монолитной части АВ4-5 достигнута. Особенно стоит отметить, что даже через 8 месяцев после окончания ремонта виден результат проведенных работ, хотя небольшой переток снизу вероятнее всего уже имеет место быть (ниже переток определить невозможно из-за малого размера зумпфа).

Успешность проведенного ремонта зависит от следующих основных моментов:

1. качества применяемого цемента;
2. выбора глубин установки песчаного и цементного мостов, а также достаточной мощности ЦМ.
3. соблюдения технологии установки ЦМ, выдерживания давления и времени ОЗЦ;
4. наличия достаточного зумпфа не менее 3 м для записи ГИС, но не более 6 м для снижения риска подключения в работу изолированных интервалов перфорации. Особенно важен размер зумпфа, когда конструкция скважины включает в себя дополнительную колонну, спущенную выше интервала перфорации (так называемая «бутылочное горлышко»). При такой конструкции скважины после разбуривания ЦМ остается цементная корка по окружности основной колонны, которая осыпается в процессе эксплуатации скважины. Частично корка удаляется при промывках после разбуривания ЦМ и вскрытия пласта. По этой причине в ЦДНГ-2 на скважине 300 Самотлорского месторождения, конструкция и схема ремонта которой представлены на рис. 4, было принято решения проведения ПВР на НКТ (во избежание прихвата кабеля в интервале перфорации после ПВР) и спуска газлифтной компоновки с последующим переводом на ЭЦН через 4 месяца после проведения ГТМ (для исключения заклинивания насоса из-за высокого выноса мехпримесей);
5. создания депрессии на пласт не более 5-6 МПа, особенно в первые полгода работы скважины после ремонта, для исключения прорыва жидкости по заколонному пространству и из изолированных интервалов перфорации, а также во избежание деструкции ЦМ;
6. выбора насоса и способа эксплуатации: предпочтителен запуск газлифтным способом, так как это ускоряет процесс ремонта (освоение, запись ГИС можно делать на газлифтной компоновке) и позволяет плавно, в широких диапазонах регулировать и контролировать дебит и забойное давление при эксплуатации скважины.

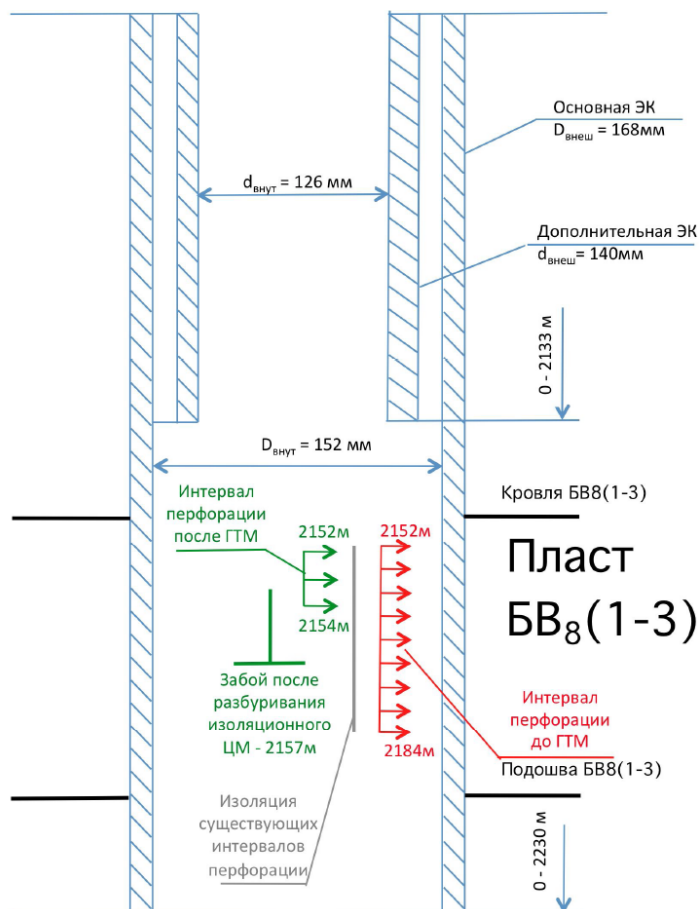


Рис. 4. Конструкция и схема ремонта на скважине 300
Самотлорского месторождения

Описанная технология ремонта дает возможность выводить скважины из бездействующего фонда и извлекать остаточные запасы в кровельной части вскрытого пласта, что продлевает срок эксплуатации скважины и, следовательно, позволяет получить дополнительную добычу нефти и прибыль. Проведение подобных ГТМ на действующем фонде происходит со сменой на насоса на меньший типоразмер. Например, на скважине 12480 ЭЦН5-800-1200, стоимостью 2 млн. руб., после проведения ГТМ поменяли на ЭЦН5-60-1550, стоимостью 600 тыс. руб., а дополнительная добыча за 3 месяца после РИР составила 844 т. Снизился удельный расход потребляемой энергии УЭЦН с 187 кВт/ч до 23,8 кВт/ч, упало на 0,4 МПа давление в АГЗУ «Спутник», благодаря чему поднялись динамические уровни на соседних по кусту скважинах и увеличилась пропускная способность нефтесбора.

Литература

1. Бриллиант Л.С., Козлов А.И., Ручкин А.А., Осипов М.Л., Шарифуллин Ф.А., Цыкин И.В. Совершенствование технологии ограничения водопритока в скважинах Самотлорского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2000. №9. С. 72-75.
2. Соркин А.Я., Ступоченко В.Е., Горобец Е.А. Особенности проведения работ по ограничению водопритоков в скважинах Самотлорского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2008. №2. С. 60-62.

APPLICATION OF REMEDIAL CEMENTING IN SAMOTLOR OILFIELD

M.G. Kubrak,
Samotlorneftegas JSC, Nizhnevartovsk, Russia
e-mail: kmg2005@rambler.ru

Abstract. *The technology of squeeze job applied on Samotlor oilfield is described in the article. In short there are enumerating a selection criterion of the well-candidates, specifying common plan of the workover, considering technological factors influenced on a workover succession and giving recommendation for further exploitation after geological-technical action.*

Keywords: *remedial cementing technology, reduction waterflow, decrease watering, take out of standstill*

References

1. Brilliant L.S., Kozlov A.I., Ruchkin A.A., Osipov M.L., Sharifullin F.A., Tsykin I.V. Sovershenstvovanie tekhnologii ogranicheniya vodopritoka v skvazhinakh Samotlorskogo mestorozhdeniya (Improvement water shut off technology in wells of Samotlor oilfield). *Neftyanoe Khozyaistvo - Oil Industry*, 2000, Issue 9, pp. 72-75.
2. Sorkin A.Ya., Stupochenko V.E., Gorobets E.A. Osobennosti provedeniya rabot po ogranicheniyu vodopritokov v skvazhinakh Samotlorskogo mestorozhdeniya (Features the water shut off operations in wells of Samotlor oilfield). *Neftyanoe Khozyaistvo - Oil Industry*, 2008, Issue 2, pp. 60-62.