



УДК 622.245:622.276:622.276.76:665.612.3

Комплексный подход к решению задач РИР и глушению скважин

Integrated Approach towards the Solutions with Water Shut-off and Well Killing Issues



О.Д. Ефимов

М.Н. Пономаренко,
к.т.н.
/ООО «Газпром
подземремонт
Уренгой»/

О.Д. Ефимов, к.х.н.
/ООО «Синергия
Технологий»/

M.N. Ponomarenko,
PhD /«Gasprom
Podzemremont
Urengoy» LLC/
O.D. Efimov, PhD
/«Sinergia Technology»
LLC/

Показана эффективность комплексного подхода к ремонтно-изоляционным работам, который позволяет решать задачи в совокупности, начиная от глушения скважины и заканчивая выходом на режим, и гарантирует минимальные затраты времени и средств. Рассказывается об опыте применения данного подхода на примере Оренбургского НГКМ, Арланского месторождения, Южно-Таравейского месторождения.

Ключевые слова: ремонтно-изоляционные работы (РИР), глушение скважин, Оренбургское НГКМ, аномально низкое пластовое давление (АНПД), блокирующий состав «Унисолт», жидкость глушения для газовых скважин «Эксимол», Арланское месторождение, ликвидация негерметичности эксплуатационной колонны, изоляционный материал «СилонВелл», микроцемент «Солдстоун», ограничение водопритока (ОВП), Южно-Таравейское месторождение, композиция «Максан», композиция «Пласт СТ».

The authors illustrate the efficiency of integrated approach towards water shut-off operations that enables resolving the challenges in their combination, starting from well killing till well operation in full stream and ensures the minimum time and resources consumption. The paper describes the practical experience in applying this approach at the example of Orenburg oil and gas condensate field, Arlanskoye and Yuzhno-Taraveyskoye fields.

Key words: Water shut-off operations (WSO), well killing, Orenburg oil and gas condensate field, abnormally low formation pressure (ALFP), «Unisalt» plugging composition, «Eximol» gas well killing fluid, Arlanskoye field, production string leakage control, «SilonWell» isolation material, «Soldstone» micro-cement, water shut-off control, Yuzhno-Taraveyskoye field, Maxan" composition, «Plast ST» composition.

Разработка нефтяных месторождений на поздней стадии ведется в характерных для нее крайне сложных условиях. В большинстве случаев приходится сталкиваться не с одной, а с целым рядом проблем в виде различного рода осложнений как при глушении скважин, так и при проведении ремонтно-изоляционных работ, что требует особого, нестандартного подхода, при котором становится возможным одновременное решение нескольких задач. Стоит отметить, что эффективность работы в целом достигается в большей степени благодаря комплексной оптимизации. Именно системный, комплексный подход к решению проблемы – залог высокой эффективности технологических процессов. Данный подход предполагает прежде всего изучение и анализ геолого-физических характеристик объекта, состояния разработки месторождения, лабораторное моделирование отдельных процессов и т.д., что в итоге позволит рационально подойти к подбору комплекса технологий с учетом множества факторов и решать самые сложные задачи. Компания «Синергия Технологий», резидент Технополиса «ХИМГРАД», специализируется на поиске и предложении оптимальных решений, позволяющих максимально и в кратчайшие сроки достигать обозначенных целей, и практикует комплексный подход к решению поставленных задач, предлагая технологии, полностью адаптированные к условиям конкретной скважины, и при этом выполняет технологическое сопровождение на всех этапах внедрения технологии. Компания обладает серьезным

научным потенциалом, располагает научной лабораторией и занимается разработкой собственных химических композиций (рис. 1). В своем арсенале компания имеет ряд нестандартных практических решений; на некоторых из них стоит остановиться подробнее.

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ГЛУШЕНИЮ СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ ОРЕНБУРГСКОГО НГКМ

Оренбургское НГКМ переходит на завершающую стадию разработки по степени выработки добываемых ресурсов, что требует выполнения ремонтных работ, предполагающих переход скважины на вышележащий горизонт и изоляцию нижележащего. Месторождение характеризуется высокой степенью обводнения, что является наиболее актуальной проблемой в настоящее время.

Высокие фильтрационные свойства карбонатных коллекторов и длительный этап эксплуатации на данном месторождении приводят к возникновению зон с аномально низким пластовым давлением (АНПД) в зоне проведения работ, что не только усложняет процесс глушения скважин, но и ведет к риску возникновения таких осложнений, как ГНВП, а также поглощению тампонажных растворов, ликвидация которых обходится недешево, поскольку увеличивается количество затрачиваемых реагентов и стоимость КРС.

Рассмотрим комплексный подход к глушению скважин на примере скважины Оренбургского НГКМ.

Краткие сведения о скважине:

- интервал перфорации 1697–1747 м;

- РВП (1743 м, 1726 м, 1721 м, 1705 м);

- $D_{э/к}=177,8$ мм от 0–1680 т;

- $D_{э/к}=139,7$ мм в интервале 1680–1863 м;

- искусственный забой скважины на глубине 1752 м (ЦМ);

- пластовое давление 8,09 МПа.

За весь период эксплуатации проводились следующие работы: в 1995 и 2013 гг. – ремонтно-изоляционные работы с целью отключения части продуктивного пласта и 20 ПРС.

Недропользователем было принято решение провести работы на данной скважине по отключению части продуктивного ствола с установкой водоизоляционного тампонажного экрана. Предварительно необходимо было заглушить скважину с сохранением продуктивности коллектора и быстрым выходом на режим после ремонта. Однако из-за высоких фильтрационно-емкостных свойств коллектора и низкого пластового давления (расчетная плотность жидкости глушения – $0,49$ г/см³) решить данную задачу оказалось непросто. ООО «Синергия технологий» было предложено применить **комплексный подход к глушению скважины**. Для создания защитного экрана продуктивной части было решено использовать обратную эмульсию на основе эмульгатора «Эксимол», а в качестве блок-пачки – состав «Унисолт» для надежного блокирования и устранения рисков ГНВП.

В 2015 году на базе Инженерно-технического центра ООО «Газпром добыча Уренгой» проведены тестирования технологических растворов: блокирующего состава «Унисолт» и жидкости глушения «Эксимол» для газовых скважин. Стендовые испытания проведены на набивных моделях нефтегазоконденсатного месторождения.

Проведенные исследования состава «Унисолт» показали низкие параметры фильтрации блокирующего состава и хорошие блокирующие свойства. Так, перепад давления при блокировке образца составил 10 Мпа, а снижение проницаемости

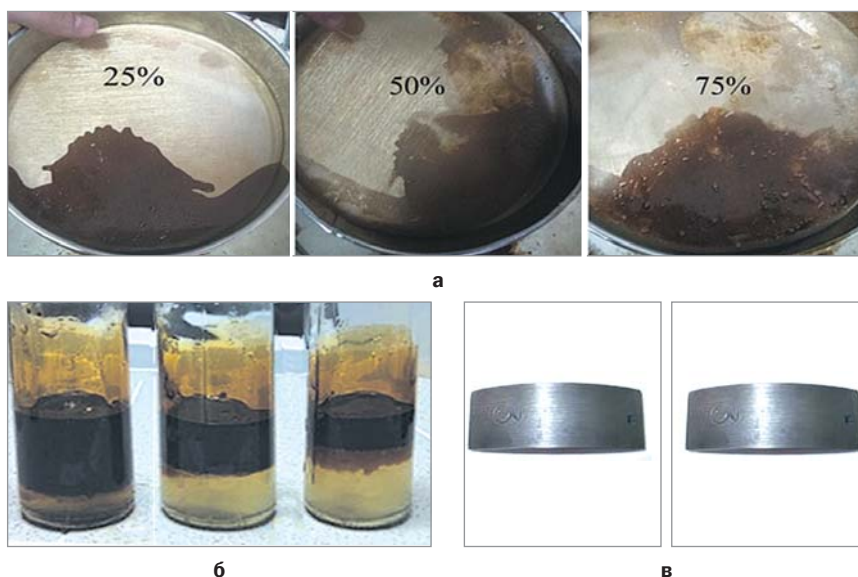


Рис. 1. Лабораторный подбор кислотного пакета под требования заказчика:

а – отсутствие осадка после смешения с нефтью; б – отсутствие эмульсии после смешения с нефтью; в – минимальная скорость коррозии кислотного состава: от $0,05$ г/м²·ч

составило 1,7 % от первоначального значения проницаемости модели с остаточной водонасыщенностью.

Данные получены при тестировании состава «Эксимол», они показали невысокие параметры фильтрации блокирующего состава и хорошие блокирующие свойства. Так, перепад давления при блокировке образца составил 10 Мпа, снижение проницаемости 99,89 %, а после деблокировки раствором метанола снижение проницаемости – 5,5% от первоначального значения проницаемости модели с остаточной водонасыщенностью.

Эмульгатор «Эксимол» предназначен для приготовления технологических жидкостей на основе обратных эмульсий. В его состав входит неионогенное липофильное поверхностно-активное вещество, которое стабилизирует эмульсию, концентрируясь на границе раздела «вода – углеводородный слой». Обратные эмульсии на основе эмульгатора «Эксимол» обладают рядом свойств, а именно низкой водоотдачей за счет расположения водного слоя во внутренней фазе, щадящим воздействием на пласт и селективностью, поскольку при контакте с нефтью происходит разжижение, а при взаимодействии с пластовой водой – повышение вязкости системы. Эмульсии готовятся путем растворения эмульгатора «Эксимол» в нефти

или газоконденсате с последующим смешением с пластовой водой либо раствором хлорида кальция. Варьирование соотношения водной и углеводородной фаз и количества эмульгатора позволяет получить эмульсии с разной плотностью, вязкостью и стабильностью в широком диапазоне.

БС «Унисолт» представляет собой гелеобразующий продукт на основе комплекса органических соединений и добавок для загущения углеводородной жидкости глушения и формирования нефилтрирующей псевдопластичной массы для временного блокирования призабойной зоны. БС «Унисолт» предполагает продавку в пласт с образованием непроницаемой корки на поверхности породы – сам ствол скважины остается доступным для проведения мероприятий КРС. Состав обладает щадящим воздействием за счет углеводородной основы и в течение длительного времени сохраняет свои свойства.

В период с 26.10.2018 по 27.10.2018 были проведены работы по глушению скважины. На скважину завезли химреагенты в расчете на три этапа глушения с учетом поглощения продуктивного ствола. 26.10.2018 приготовили и закачали в колонну НКТ 10 м³ обратной эмульсии на основе эмульгатора «Эксимол». При закачке замерили приемистость, которая

составила 288 м³/сут. Приготовили и закачали 10 м³ эмульсии «Эксимол» с удельным весом 0,96 г/см³ на поглощение при давлении P_{нач}=10 атм, P_{кон}=60 атм. Приготовили и закачали в НКТ 10 м³ блокирующего состава «Унисолт» с удельным весом 1,06 г/см³ при давлении P_{нач}=10 атм, P_{кон}=30 атм. Продавили блокирующий состав в пласт. Загерметизировали устье. Тех. отстой – 6 час. Стравили давление до 0 атм, долили скважину до устья. Скважина заглушена после проведения первого этапа глушения.

Таким образом, при комплексном подходе к проблеме получилось добиться 100%-ного результата с оптимальными затратами на проведение работ как по времени, так и по эффективности глушения. Так, благодаря первоначальным работам по снижению приемистости скважины в процессе глушения удалось провести дальнейшие РИР с запланированным количеством тампонажного раствора и существенно сократить время освоения и вывода скважины на режим, т.к. применяемые технологии ООО «Синергия технологий» являются «щадящим» глушением.

ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКСНОГО ПОДХОДА ПРИ ЛИКВИДАЦИИ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ

Опыт применения комплексного подхода к проведению РИР при ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны можно рассмотреть на примере скважины Арланского месторождения.

Краткие сведения о скважине:

- добывающая; нефтяная;
- карбонатный коллектор;
- пластовая температура 25 °С;
- диаметр э/к 146 мм, толщина стенки 8 мм;
- спущена до глубины 1603 м;
- текущий забой 1557 м;
- дебит жидкости 96 м³/сут,
- обводненность 97 %.

Ранее проведенные ремонты: 2009 г. – РИР обычным цементом, без эффекта. Отключение негерметичности э/к пакером. Негерметичность эксплуатационной колонны в

интервале 1290–1315 м определяли поинтервальной опрессовкой в 2009 г. В 2018 г. определение приемистости в интервале НЭК: P=80 атм, Q=252,3 м³/сут при P=70 атм, Q=243,4 м³/сут при P=40 атм, Q=162,3 м³/сут.

Ввиду низкой приемистости интервала негерметичности эксплуатационной колонны и протяженности 25 м недропользователем было принято решение провести работы в рамках ОПИ по разработанной комплексной технологии ООО «Синергия технологий» с применением специального изоляционного материала «СилонВелл» и микроцемента «Солдстоун» в качестве докрепления СИМ.

Специальный изоляционный материал «СилонВелл» предназначен для ликвидации осложнений при текущем и капитальном ремонте нефтегазовых скважин в следующих случаях: для ликвидации заколонных перетоков по затрубному пространству; для ликвидации негерметичности эксплуатационных колонн при низких приемистостях (от 10 до 100 м³/сут при 10,0 МПа); для изоляции водопритока в добывающих скважинах из пластов с низкой приемистостью; для ликвидации межколонных давлений. Материал является базовым компонентом гелеобразующих составов для блокирования каналов поступления воды в низкопроницаемых коллекторах; образующийся гель обладает высокой прочностью и высокой проницаемостью при низкой проницаемости коллектора.

Микроцемент «Солдстоун» – сульфатостойкий тампонажный портландцемент сверхтонкого помола. Содержание частиц размером 3 и 5 мкм – не менее 95 %. Обладает высокой подвижностью, сравнимой с текучестью воды, даже при минимальном В/Ц (0,7); проникающая способность сопоставима с бездисперсными вяжущими системами (проникает в микроразоры, микротрещины и низкопроницаемые пласты); является тиксотропным материалом (увеличение вязкости в покое и уменьшение при движении). Цементный камень обладает достаточной механической прочностью при малой плотности, коррозионной стойкостью и длительным ресурсом жизни в процессе эксплуатации скважины.

В начале 2019 г. работы по ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны проводились в следующей последовательности: замерили приемистость скважины, которая составила 101 м³/сут при давлении 125 атм, или 0,33 м³/сут·МПа. Приготовили и закачали 1 м³ раствора «СилонВелл» в НКТ на циркуляции. Продавили раствор «СилонВелл» в пласт закачкой в НКТ при давлении 125 атм. Тех. отстой – 6 час. Определили приемистость в интервале НЭК: падение давления с 125 до 100 атм за 4,5 мин. Приготовили и закачали 1,0 м³ тампонажного раствора микроцемента, установили его на равновесие. ОЗЦ 60 час. Потом произвели опрессовку НЭК на 125 атм, которая показала герметичность эксплуатационной колонны.

Ликвидация негерметичности эксплуатационной колонны позволила недропользователю внедрить ОРЭ и оставить в работе ТТНК, накопленная добыча нефти с ТТНК на 30.04.2019 с момента проведения РИР составила 227 т.

Таким образом, стандартное решение проблемы ЛНЭК с использованием простого цемента оказалось неэффективным, в то время как комплексный подход к решению данной проблемы показал свою успешность на 100 %.

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ПРОВЕДЕНИЮ РАБОТ ПО ОГРАНИЧЕНИЮ ВОДОПРИТОКА

Эксплуатационный горизонт скважины Южно-Таравейского месторождения представлен карбонатными, порово-трещиноватыми коллекторами, коэффициент пористости равен 16 %. С течением времени эксплуатации произошло обводнение ниже залегающих интервалов перфорации, что подтверждается данными геофизических исследований от 10.08.2018: по проведенному комплексу ГИС приток воды с пленкой нефти отмечается из интервалов 1723–1727 м, 1730,6–1732 м, 1735,4–1740,5 м, 1743–1744 м, 1750–1753 м; кроме того, отмечается ЗКЦ из нижезалегающих водонасыщенных коллекторов в интервале

1767–1775 м и уход через интервал 1750–1753 м в перфорированный интервал 1733,5–1740,5 м.

Краткие сведения о скважине:

- пластовая температура 35 °С;
- пластовое давление 135 атм;
- забой скважины 1724 м;
- диаметр эксплуатационной колонны 168,3 мм;

■ толщина стенки 8,9 м от 0–1723,83 м; дебит жидкости 57 м³/сут при обводненности продукции 95,5 %.

В процессе подготовки технического решения по проведению РИР выявились следующие осложнения: интервалы перфорации вскрывают единый коллектор; поглощение продуктивного пласта составляет 312 м³/сут при давлении 50 атм, или 2,6 м³/час·МПа. На проведенном совещании недропользователем и ООО «Синергия Технологий» было принято решение о применении комплексной технологии для проведения ОВП: работы проводить с использованием пакера для разобщения интервалов перфорации, «Максан А» использовать для ликвидации поглощения, «Пласт СТ» – для снижения проницаемости продуктивного пласта и «СолдСтоун» – в качестве тампонажного материала.

Композиция «Максан» (рис. 2) предназначена для блокирования зон с высокой проницаемостью (ограничение водопритока, ликвидация поглощений). Композиция «Максан» выпускается четырех марок: А, Б, В, ВН. «Максан А» представляет собой систему на основе высокомолекулярного полимера, сшивателя и ускорителя сшивки. В зависимости от температуры в зоне проведения работ подбирается дозировка компонентов. В условиях низких температур (ниже 30 °С) скорость сшивки регулируется добавлением компонента «Максан», марка А (ускоритель). Состав обладает регулируемым временем гелеобразования, вследствие чего характеризуется высокой прочностью, адгезией и изолирующим действием, способен проникать в пласт на значительные расстояния.

Композиция «Пласт СТ». Кремнийорганический состав. Преимущества: селективность отверждения под действием воды и селективность



Рис. 2. Блокирующий состав «Максан-ВН»

Результаты работ по ОВП

№ скв.	Показатели до РИР		Дата проведения РИР	Показатели после РИР (на 30.04.2019)		Изменение показателей	
	Дебит жидкости, м ³ /сут	Обводненность, %		Дебит жидкости, м ³ /сут	Обводненность, %	Добыча по жидкости, м ³ /сут	Обводненность, %
-	57	95,5	09.03.2019	42	89,1	-12,5	-6,4

проникновения в обводненный интервал пласта; вязкость водного раствора PLAST, близкая к вязкости воды; отверждение под действием воды любого типа и любой величины минерализации; полнообъемное отверждение; устойчивость отвержденного продукта к сероводородной агрессии и к солевым растворам; простота технологического процесса; температура застывания товарной формы ниже минус 50 °С.

В первом квартале 2019 г. были проведены работы по ограничению водопритока: посадили пакер ПРО-ЯМО-140 на глубине 1728 м. Замерили приемистость, составившую 312 м³/сут при давлении 50 атм, или 2,6 м³/час·МПа. Приготовили 50 м³ блокирующего состава «Максан А» и закачали в НКТ. Тех. отстой – 6 час. Приготовили 6 м³ и закачали раствор состава «Пласт СТ». Тех. отстой – 12 час. Замерили приемистость, которая равнялась Q=288 м³/сут при 50 атм. P_{затр}=0 атм. Приготовили 1,5 м³ тампонажного раствора на основе микроцемента «СолдСтоун» с удельным весом 1,52 г/см³ и закачали в НКТ.

В результате проведенных работ по ОВП на 30.05.2019 (см. таблицу) скважина вышла из освоения со следующими показателями: Q_ж=42 м³/сут, обводненность 88,5 %, что на 7 % меньше, чем до ремонта. Из этого следует сделать вывод, что разработка и применение комплексного подхода к

выбору технологий с учетом всех особенностей и осложнений по скважинам позволяет не только сократить время ремонта и выхода скважины на режим, но и избежать неуспешности проведения КРС.

Приведенные в статье примеры наглядно показывают, что при применении стандартных методов решается только одна проблема, в то время как комплексный подход, используемый ООО «Синергия Технологий», позволяет решать задачи в совокупности, начиная от глушения скважины и заканчивая сокращением времени выхода на режим, а также избегать негативных последствий вследствие некачественного ремонта, таких как ЗКЦ, прорыв газа, уход тампонажного состава в пласт, повторный цементаж, глушение скважины утяжеленным составом и т.д. Качественно выполненный ремонт, в свою очередь, гарантирует минимальные затраты как времени, так и средств.

Проведенные работы с применением комплексного подхода к технологиям РИР и глушению показали положительные результаты. Предложенные методы позволяют решать основные существующие задачи, учитывая особенности месторождения, и осуществлять предварительную адаптацию технологий к условиям заказчика, а также в процессе выполнения работ подбирать технологию непосредственно к условиям на скважине.