

Разработанные и апробированные химические многокомпонентные составы для повышения дебитов скважин химически нейтральны к обсадным и колоннам и материалам фильтров.

Эффективность разработанной технологии интенсификации добычи пластового флюида, по сравнению с общеизвестными, заключается в следующем:

1. высокий межремонтный период работы скважин (более 1100 суток);
2. лучшая очистка внутренней поверхности обсадной колонны и перфорационных отверстий от кольматанта;
3. надежная эксплуатация в осложненных условиях (низкие дебиты, высокое газосодержание, повышенные температуры, высокое содержание механических примесей).

Литература

1. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти. – М.: Наука, 2000. – 414 с.
2. Омелянюк М.В., Пахлян И.А. Повышение эффективности освоения и эксплуатации добывающих скважин за счет применения импульсно-ударного, кавитационного воздействия на прискважинную зону продуктивного пласта. Нефтепромысловое дело // ОАО «ВНИИОЭНГ», № 11, 2014 год - с 19-23.
3. Омелянюк М.В., Пахлян И.А., Битиев И.И., Османов С.В. Современные методы физико-химической интенсификации добычи при ремонте скважин // Патент на изобретение RUS 2015620593 30.12.2014.

К ВОПРОСУ РАЗРАБОТКИ СИСТЕМОГО ФАКТОРНОГО АНАЛИЗА ПРИЧИН ОТКАЗОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Р.К. Коротченко, Ю.А. Максимова

Научный руководитель старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Как известно, в нефтяной отрасли используется сложное и дорогостоящее оборудование. Все это оборудование имеет определённый рабочий ресурс. В случае же преждевременного отказа оборудования, расходуется много средств и времени на его замену или ремонт. Возникает вопрос о причине того или иного отказа оборудования. Имея технически грамотный анализ причин выхода оборудования, можно выработать рекомендации, которые позволят избежать поломок в дальнейшем и увеличат период безаварийной эксплуатации.

В данной работе затронута тема поиска причин выходов из строя установок электроцентробежных насосов (УЭЦН), которые являются частью системы пласт – скважина – скважинное оборудование (СПССО). Система СПССО сложна, ее не возможно полностью изучить или смоделировать. Акцентирую внимание конкретно на УЭЦН, далее рассмотрим существующие на сегодняшний день методы поиска факторов (причин) отказа, и на основе этого проведем собственный анализ причин отказов УЭЦН на примере двух месторождений.

Чтобы избежать путаницы, оговоримся, что под термином «отказ» следует понимать неисправность, вследствие которой перестал нормально функционировать насос («клин» насоса, снижение производительности, нарушение изоляции кабеля), а под термином «причина (фактор) отказа», то, что привело к этой неисправности (ошибки персонала, техническая неисправность оборудования, осложненные геолого-технические условия и т. д.).

Сегодня существуют программные комплексы, такие как ESP GAMS [1], показывающие вероятность отказов установки в зависимости от предполагаемой компоновки и условий эксплуатации. Данные прогнозы делаются программой на основе огромной базы данных отказавших установок разных производителей, которая включает, как характеристики самих насосов, так и условия их эксплуатации. Данный подход основан на статистической выборке отказавших установок и получения прогноза «вероятностного отказа» [1]. Такой подход, безусловно, полезен, однако он обобщает и усредняет, не показывая прямой связи аварии с ее причиной, такой индивидуальный подход, менее рациональный, особенно для малых предприятий нефтегазовой отрасли. Доказано, что для разных регионов разработки количество тех или иных отказов и их процентное соотношение различно [2] и пользуясь лишь статистическими данными невозможно установить истинных причин этих поломок. Поэтому на сегодняшний день при поиске причин отказов установок используется так называемый факторный анализ (ФА). Смысл его заключается в нахождении взаимосвязей между отказами и факторами, которые к ним привели. В данном подходе необходимо опираясь на известную информацию, связанную с работой установки, сделать заключение, какой именно фактор мог стать причиной отказа. Понятно, что факторный анализ в данном случае не может в полной мере быть выполнен машиной.

На сегодняшний день данный метод является наиболее распространённым [3], однако далеко не совершенным. Это связано с тем, что полноценный ФА затруднен из-за высокой сложности сбора комплексной информации в очень разных системах ПССО, при громадных размерах эксплуатационных фондов скважин. В результате, на практике ФА проводится преимущественно на основе данных геолого-технических условий часто ремонтируемых скважин. При этом важные данные о состоянии узлов УЭЦН до и после эксплуатации не учитываются. К тому же не учитываются данные о некоторых условиях и режимах работы установки, а также о качестве ее обслуживания. Такой подход делает факторный анализ скудным и малоинформативным. К примеру, в работе [3] описан пример независимости частоты отказов УЭЦН от свойств пластовых флюидов, геологических условий.

Показано, что частота отказов установок резко подскочила после замены одноопорных УЭЦН на двухопорные износостойкие. Вопреки ожиданиям новые насосы очень быстро выходили из строя, как оказалось, по причине

значительных стартовых дисбалансов. КВЧ и скорость солеотложений в рассмотренном примере почти не играли роли. Это подтверждает, что при проведении ФА следует брать во внимание куда более обширную информацию, чем только геолого-технические условия.

В связи с рассмотренным выше, считаем, что для проведения факторного анализа отказов УЭЦН необходимо обобщать геолого-техническую информацию с информацией о состоянии узлов насоса и информацией о режиме эксплуатации и обслуживания насоса (рисунок 1).

Теперь, попробуем применить расширенный ФА к анализу отказов УЭЦН на двух месторождениях с небольшим фондом скважин. Распределение отказов за период январь 2016 – август 2016 в процентах представлено на рисунке 2. Геолого-технические условия на данных месторождениях практически одинаковые, продуктивный пласт один и тот же. Наиболее значимая для анализа геолого-техническая информация представлена в таблице 1. На рассматриваемых месторождениях средняя наработка на отказ составляет около 400 суток, нет часто ремонтируемых скважин, это говорит об отсутствии каких-либо чрезвычайно вредных факторов. Однако установки все равно выходят из строя, попытаемся определить причины этого.

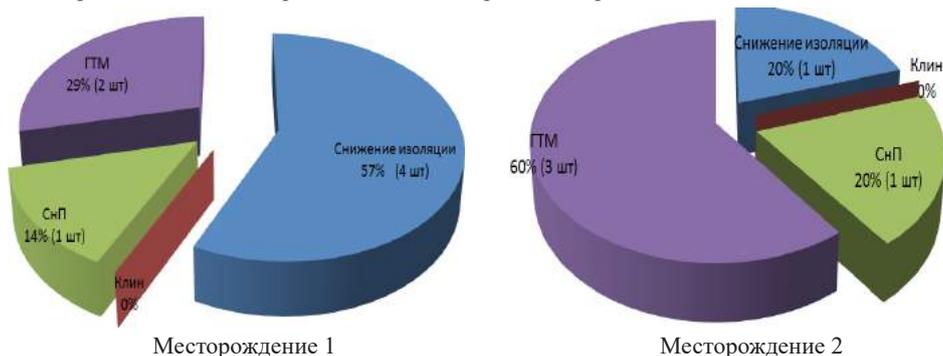


Рис.1. Причины преждевременных отказов УЭЦН

Судя по данным таблицы 1, геолого-технические условия на данных месторождениях не имеют anomalно вредных факторов. Газовый фактор не высокий, нефть легкая, маловязкая, малосмолистая, парафинистая. Состав пластовой воды по содержанию солей будет приводить к ускоренному солеотложению.

Таблица 1

Некоторые геолого-технические условия Линейного и Тунгольского месторождений

| Плотность в условиях пласта, кг/м ³ | Газовый фактор, м ³ /м ³ | Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с | Пластовая температура, °С | Минерализация воды, г/л (тип хлоркальцевый) | КВЧ (среднее), мг/дм ³ | Содержание парафина по массе, % | Содержание серы, % |
|--|--|--|---------------------------|---|-----------------------------------|---------------------------------|--------------------|
| 724,5 | 49,99 | 0,524 | 93 | 37 | 135 | 3 | 0,18 |

Данной информации недостаточно для объяснения картины отказов, поэтому привлечем дополнительную информацию. Известно, что скважины на данных месторождениях имеют малые дебиты (10–50 м³/сут), пласты малопродуктивны. Вследствие этого ЭЦН погружали практически в интервалы перфорации, чтобы обеспечить отбор флюида на постоянном режиме работы. Однако в интервалах перфорации приемные модули насосов захватывали повышенное количество КВЧ, так как механические примеси не осаждались на забой под действием гравитации, а увлекались в насос вместе с потоком. Помимо этого, редко производились промывки ЭЦН, из-за опасности заглушить малопродуктивный пласт. Эти факторы, в совокупности с солеотложениями и отложениями парафинов, и приводили к снижению производительности насосов и ускоряли их выход из строя. Это объясняет выход УЭЦН из строя по причине снижения производительности (СнП), однако наиболее распространённая причина отказов УЭЦН на данных месторождениях – снижение изоляции. Данная проблема имеет место быть, и зачастую причиной отказа является брак кабельной продукции, при анализе по представленным месторождениям, уместна рекомендация по замене поставщика кабельного оборудования. На данных месторождениях отказы установок, как было показано, являлись причиной воздействия нескольких негативных факторов. Однако часто бывает так, что отказы случаются из-за влияния какого-либо доминирующего фактора. Например, в работе [4] описывается губительное воздействие на УЭЦН высокого газового фактора. Правильно выполненный факторный анализ позволяет принять верные решения по защите УЭЦН от преждевременных отказов.

Проведенный обзор современного состояния поиска причин отказов УЭЦН позволяет сделать выводы, что наиболее действенным является факторный анализ. Однако в классическом виде факторный анализ имеет ряд недостатков, так как не использует значительную долю важной информации. Устранить этот недостаток можно, если взять во внимание информацию о состоянии узлов насоса и режиме эксплуатации и обслуживания насоса, проведенный комплексный факторный анализ отказов УЭЦН на двух месторождениях, действительно подтверждает необходимость внедрения расширенного факторного анализа и эффективность его применения при эксплуатации оборудования в процессе добычи углеводородов.

Литература

1. А.А. Шпортко, Э.Г. Кулаев. Комплексный анализ эксплуатации и отказов УЭЦН // “Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса”. – Москва, 2013. – № 6. – С. 25 – 29.
2. К.А. Ухалов, Р.Я. Кучумов. Методология оценки эксплуатационной надежности работы УЭЦН // “Нефть и газ” – Алматы, 2002. – № 4. – С. 26 – 29.
3. Я.П. Ковальчук, З.Я. Ковальчук, И.А. Круглов. Новый подход к анализу причин низкой работоспособности УЭЦН // “Территория нефтегаз” – Москва, 2009. – № 6. – С. 90 – 97.
4. Р.К. Коротченко, Ю.А. Максимова. Использование погружного электроцентробежного насоса на скважине 53 Выктульского месторождения в условиях высокого газового фактора // Проблемы и достижения в науке и технике: Сборник научных трудов по итогам международной научно-практической конференции Омск, 2016.–С. 81–86.

АНАЛИЗ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ ДЛЯ РАЗНЫХ ТИПОВ ПОРОД В ПРЕДЕЛАХ ЕДИНОЙ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ИМ. Ю. КОРЧАГИНА

Кошманов П.Е.

Начальник отдела геологического моделирования месторождений углеводородов ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», канд. геол.-минерал. наук, Н.В. Дорофеев «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина»

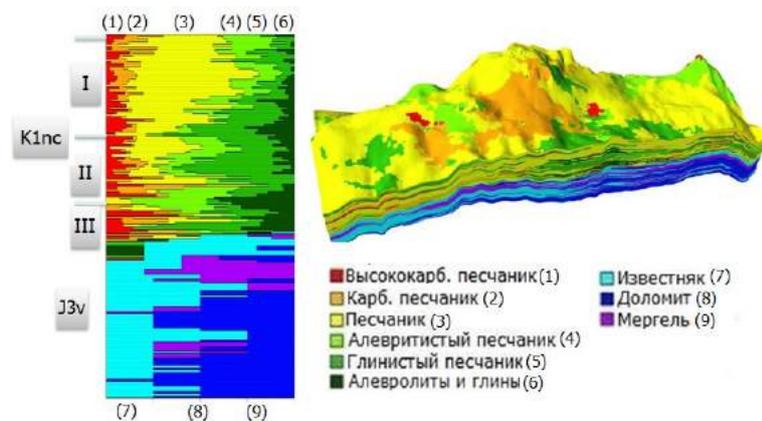
Объектом исследования является месторождение им. Юрия Корчагина, расположенное в акватории Каспийского моря. Основная доказанная продуктивность месторождения связана с неокомскими и волжскими отложениями. Причем для неокомского надъяруса нефтегазоносность отложений связана с тремя терригенными пластами-коллекторами, когда как волжский ярус представлен карбонатным коллектором. Также ранее предполагалось наличие непроницаемой покрывки между залежами. Но по результатам мониторинга разработки месторождения и проведения трассерных исследований установлена гидродинамическая связь между залежью волжского яруса и газовой шапкой неокома. При этом наблюдается значительный рост газового фактора и осложнения при эксплуатации скважин. Вследствие перечисленных выше факторов выработка запасов и достижение проектных показателей затрудняются.

Для более подробного изучения месторождения проводится выделение литотипов пород. Для неокома по макроописанию керна выделены песчаники, алевролиты и глины. Песчаники в свою очередь разделены на три группы – карбонатные, глинисто-алевритистые, чистые.[1]

Так, I пласт более однородный по своему литологическому составу, обладает лучшими коллекторскими свойствами, сложен песчаниками с редкими прослоями глин, в нижней части – алевролитами. В свою очередь II и III пласты представлены песчаниками с карбонатно-глинистым составом цемента, количество глинистых прослоев увеличивается (рисунок 1).

По волжскому ярусу вся охарактеризованная керном карбонатная толща является неоднородной и представлена чередованием прослоев доломитов и известняков, разделенных толщей мергелей.

Предваренная литотипизация и расчеты на модели по каждой из групп пород, позволили уточнить имеющиеся



представление о месторождении, уточнить имеющиеся запасы. Важно понимать распределение пород и объем запасов, который на них приходится, так как разные группы пород предполагают отличие в подходах к их разработке. Также стоит отметить, что большая часть запасов приходится на песчаники неокомских отложений. В целом на неокомскую залежь приходится 85% геологических запасов нефти месторождения.

Рис.1. Доля литотипов в разрезе

Эксплуатационные объекты характеризуются наличием обширных нефтегазовых зон. Прорывы газа предусматривалось минимизировать за счет бурения горизонтальных скважин большой протяженности. Ожидалось, что низкие рабочие депрессии позволят отдалить во времени прорывы газа. Однако бурение уже первых скважин выявило более сложный геологический разрез месторождения, чем предполагалось. Фактическая протяженность горизонтальных стволов по коллектору в некоторых скважинах меньше проектной в 1,5 раза, что объясняется более неоднородным распространением коллекторов.

Также ранее предполагалось наличие непроницаемой покрывки между залежами. Но по результатам