

О комплексном повышении эффективности работы объектов энергетики

ОЛЕГ БОБЫЛЕВ

Генеральный директор ООО «Персистем»

ИГОРЬ ГРИГОРЬЕВ

Управляющий ООО «КомПромГаз»

РОМАН БРЕЗИЦКИЙ

Генеральный директор ChemTechEnergy UG

Текущая ситуация с ценами на энергоносители требует от недропользователей эффективного использования текущих финансовых ресурсов с целью получения прибыли. Так большинство компаний идет по пути снижения затрат и остановки нерентабельных или низкорентабельных объектов. Данный путь ведет к тому, что немалая часть вложенных денежных ресурсов обесценивается и снижает эффективность производственного процесса в целом. Другим путем является повышение эффективности работы существующих объектов и вывод их в рентабельную зону.

Если рассматривать традиционную энергетику, то добыча нефти и газа с каждым годом становится все труднее из-за ухудшающейся структуры запасов. Нетрадиционные запасы нефти и газа могут быть эффективно добыты при стоимости барреля нефти выше \$60, что в ближайшей перспективе маловероятно. В нетрадиционной энергетике помимо солнечной и ветряной областей генерации существует геотермальная и водородная энергогенерация, которые так же используют скважины как объекты инфраструктуры.

Для геотермальных и водородных проектов главным риском в начальной стадии, когда еще не пробурена добывающая скважина, является подтверждение запасов и производительности коллектора. Основные риски по наличию запасов геотермальных вод или залежей водорода снимаются «с поверхности» – проведением сейсморазведки, ее детальная интерпретация, углубленный региональный анализ условий накопления осадков, прослеживание региональных водоупоров.

Однако эти способы не решают вопроса – продуктивности скважины, который зависит от проницаемости коллектора и качества вскрытия пласта. Если природную проницаемость коллектора увеличить во всем объеме резервуара невозможно, то повысить качество вскрытия пласта скважиной – возможно. Также комплексностью подхода по повышению эффективности работы геотермальных и водородных объектов является подбор мероприятий, нацеленных не только на работу с пластом, но и с наземной инфраструктурой, позволяющей утилизировать низкопотенциальное тепло в альтернативных направлениях.

Качество вскрытия пласта в первую очередь зависит от применяемой перфорации скважин. Существует большое количество способов перфорации скважин: пулевая, кумулятивная, гидropескоструйная и гидравлический разрыв пласта. Так, последний способ вскрытия пласта в настоящее время получает наибольшее распространение, так как обладает высокой эффективностью и устанавливает надежную связь скважин с пластом. Но гидравлический разрыв не может применяться в условиях близкого расположения к нефтяному пласту водонасыщенных интервалов, так как развитие вертикальной трещины приводит к прорыву воды в добывающую скважину.

Патентный анализ [1] показал, что основными владельцами технологий вскрытия продуктивных пластов являются следующие компании Schlumberger, Halliburton, «Татнефть», Prad Res&Dev Ltd, China Nat Petroleum Corp и др. Наиболее интересным является распределение патентных заявок основных владельцев по направления разработок (см. рис.1 «Направления разработок ключевых правообладателей»). Большинство этих патентов сосредоточено в областях по обработке пласта химическими композициями, глубокопроникающей перфорации, отработке составов и режимов проведения работ по ГРП.

Однако применение ГРП в ряде стран запрещено на законодательном уровне, так как данная технология может привести к существенным геологическим нару-

шениям, вызванным появлением вертикальной соосащаемости между пластами, которые были разобщены многие миллионы лет водоупорными границами.

ЩАДЯЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ

В случае необходимости щадящего вскрытия, для предотвращения прорыва подошвенных вод или газа из газовой шапки все чаще применяют гидромониторные способы вскрытия продуктивных пластов. Первые образцы гидромониторных перфораторов были запатентованы еще в СССР в 1960-х годах. Отличительной особенностью данных перфораторов была работа только в импульсном режиме, т.е. эти перфораторы выполняли точечную перфорацию пластов напротив интервала в которой он был спущен в момент подачи жидкости. В конце 20 века и начале 21 века широкое развитие получили щелевые перфораторы, которые по сравнению с точечными давали лучший эффект из-за получения большей площади фильтрации жидкости из пласта в скважину, а также за счет разгрузки горных пород [2]. Следующим этапом стало создание винтовых или геликоидных щелей.

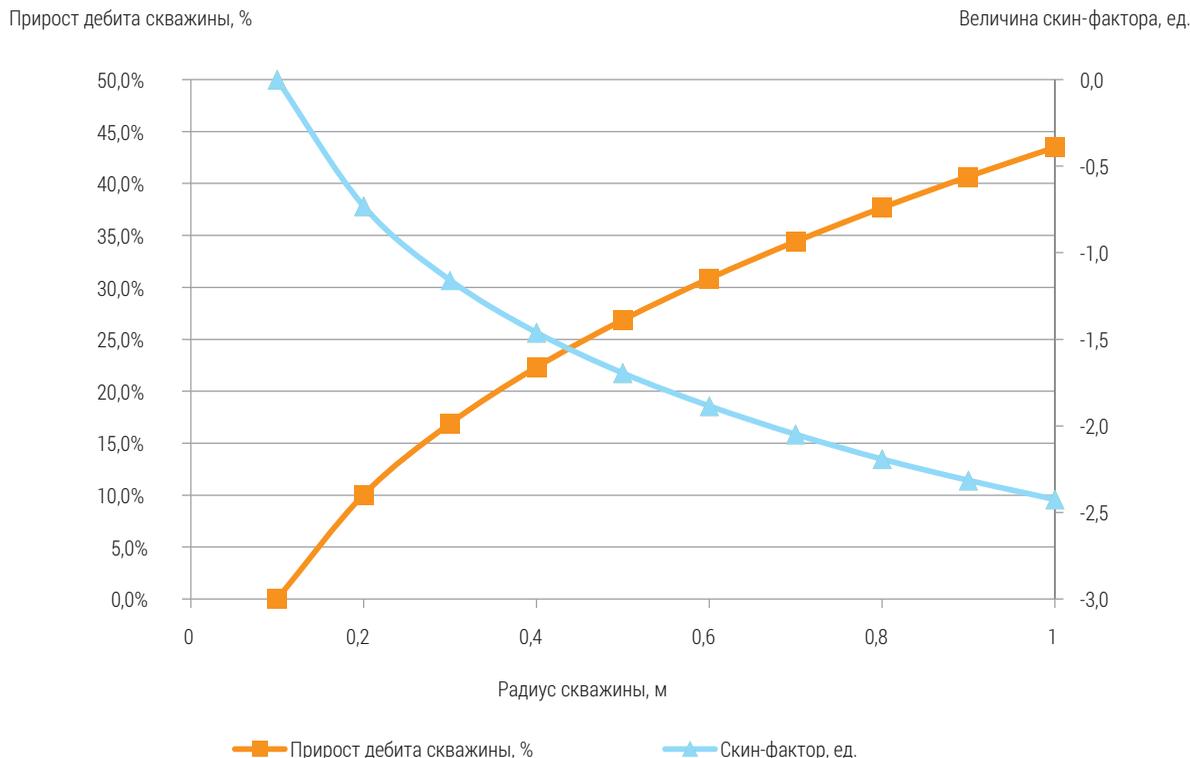
Применение геликоидного перфоратора [3] позволит создать в продуктивном пласте пустотное пространство радиусом от 0,5 м (определяется параметрами работы перфоратора и модулем Юнга пласта) со скин-фактором до -2 ед. (см. рис.2 «Изменение величины скин-фактора и прироста дебита скважины от ее радиуса»). Такое низкое значение скин-фактора не может быть достигнуто на настоящий момент ни одним из пулевых, кумулятивных или сверлящих перфораторов. Одно только применение перфораторов данного типа для вскрытия пластов позволит увеличить производительность скважины на 40%.

Не следует забывать и про качество жидкостей, на которых происходит вскрытие продуктивных пластов. Так при проведении работ при гидромониторном вскрытии пластов используют специально подготовленные составы. Некоторые авторы [4] считают, что идеальной жидкостью вскрытия является пластовый флюид, который восстанавливает естественные свойства пласта. С этим трудно согласиться, так как в этой ситуации кольматанты, которые отложились на поверхностях пор из бурового раствора, не «отмываются» пластовым флюидом и продолжают блокировать поры и далее.

Разработаны составы для проведения гидромониторного вскрытия пластов: ксантановая камедь, кальцинированная, формат натрия (5–20), ПАВ ГФ-1 марки К и вода остальное. Такой состав авторы объясняют тем что жидкость-песконоситель должна иметь рецептуру, обеспечивающую минимальную фильтрацию и такую вязкость, которая бы давала возможность удерживать песок во взвешенном состоянии и сохранить фильтрационно-емкостные свойства продуктивного пласта.

Известен аналогичный состав жидкости для щелевой резки пласта: водные растворы хлористого натрия, хлористого кальция или хлористого магния с добавлением

РИС. 2 ИЗМЕНЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ СКИН-ФАКТОРА И ПРИРОСТА ДЕБИТА СКВАЖИНЫ ОТ ЕЕ РАДИУСА



Источник: составлено авторами

по Цельсию и 0,060 и 0,150 г/м²ч, при 80 и 90 градусов соответственно. Так же были проведены испытания на проверку по воздействию на карбонаты. В ходе испытаний было выявлено, что 1 тонна сухого вещества АПС, что примерно равно 3,4 м³ готового раствора, способна растворить 18,5 кг карбонатной составляющей.

Для проведения работ на одной скважине объем приготавливаемого раствора составляет 100 м³ минимально, тогда в процессе работ по гидромониторному вскрытию будет растворено 550 кг карбонатной породы.

В процессе эксплуатации скважины возникают моменты, когда необходимо провести ревизию спущенного оборудования (пакерного, насосного, контрольно-измерительного). Для выполнения этих операций производят глушение скважины, при этом, в случае наличия в пласте аномально высокого значения пластового давления, могут применяться утяжеленные жидкости глушения. Тяжелые жидкости глушения можно разделить на две принципиально разные группы – с наличием твердой фазы (барит, кальцит, глины) и без твердой фазы (хлорит кальция, хлорит цинка, бромиды). Последние растворы использовать наиболее предпочтительно, так как они не будут кольматировать призабойную зону пласта и соответственно снижать производительность скважины в будущем. Однако эти жидкости глушения по стоимости могут превосходить растворы на баритовой основе в 10 раз.

Поэтому чаще всего недропользователь использует растворы с твердой фазой и потом проводит обработку скважины кислотными растворами с целью восстановления продуктивности скважины. Применение растворов сильных кислот нами уже рассматривалось ранее и не рекомендуется.

Следует обратиться к опыту авторов [7], в котором проанализированы результаты обработок скважин хелатными растворами и даны рекомендации по дальнейшему их применению. По результатам более чем 20-ти обработок добывающих и нагнетательных скважин хелатными составами выработаны критерии применения технологии и отработаны технические приемы в процессе выполнения работ.

Щелочные хелатные растворы необходимо использовать при интенсификации скважин, вскрывших продуктивные пласты на утяжеленном баритом буровых растворах или с высоким содержанием глинистого вещества. Кислые хелатные растворы эффективно применять для пластов с высоким содержанием карбонатной составляющей и пластов с температурой выше 140 °С. Применение указанных растворов позволяет получить приросты дебитов скважин в 1,4–3 раза. При очистке призабойной зоны пласта в нагнетательных (поглощающих скважинах) скважинах необходимо предусмотреть процедуру выноса продуктов реакции.

НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЕ ТЕПЛО – КАК ИСТОЧНИК ДОХОДОВ

Следующим этапом повышения эффективности работы геотермальных и водородных установок является решение по утилизации низкотемпературного тепла, которое остается после электрогенерации для водородных установок или использования воды в системах отопления (нагрева) в жилых домах после комбинированной выработки тепловой и электрической энергий. Отмечается, что в США комбинированный тип производства тепловой и электрической энергии в промышленном секторе планируется увеличить на 50% к 2040 году по сравнению с 2015 годом.

Наиболее перспективным направлением в данном вопросе является организация тепличного хозяйства или ферм по выращиванию рыбы в установках замкнутого водооборота (УЗВ). Так, в Сибирском регионе при выращивании томатов и огурцов в промышленных теплицах затраты на обогрев и электроэнергию составляют 60–70% [8]. Соответственно, использование низкотемпературной тепловой энергии от геотермальных станций позволит существенно снизить себестоимость производимой продукции в тепличных хозяйствах. Снижение себестоимости выращиваемой сельскохозяйственной продукции, особенно в зимний период, позволит обеспечить население крупных городов доступными и свежими овощами, зеленью.

С поздней весны до ранней осени потребление тепла и электроэнергии муниципалитетами существенно снижается по причине теплого времени года. В это время встает вопрос покрытия текущих расходов на поддержание в работе объектов электро- и теплогенерации в рабочем состоянии и для проведения текущего и капитального ремонта узлов, агрегатов теплообменников, водоводов и самих скважин. Если эти работы не связаны с полной остановкой инфраструктуры, то вырабатываемое тепло неэффективно рассеивается. Для решения этой проблемы предлагается обустроить УЗВ

по выращиванию теплолюбивого клариевого сома. Особенностью роста клариевого сома в УЗВ является его высокая скорость роста, так от личинки до товарной формы в 0,9–1,5 кг он может вырасти менее чем за 6 месяцев. При наличии подрощенного малька весом 20–40 г к началу летнего сезона товарной формы он достигнет за 3 месяца, что позволит задействовать в УЗВ излишки тепла «не потреблённые» муниципалитетом.

Интересен опыт выращивания рыбы в УЗВ на геотермальной энергии с использованием глубинных вод. Добывающая воду скважина с температурой 40 °С пробурена на нижнеюрские отложения (1225 м) и по химическому составу вода соответствует требованиям при выращивании лососевых (<http://jurassic.salmon.pl>). Но производственный цикл семги составляет 85 недель против 23 у клариевого сома, что не позволяет ее выращивать в коротких циклах. Положительными моментами при таком производстве рыбы является: отсутствие в воде солей тяжелых металлов, посторонних живых организмов (паразитов, бактерий и вирусов), замкнутость системы. Налаженное производство семги позволяет производить до 22 тонн рыбы еженедельно. Этот пример показывает, что использование геотермальной энергии и глубинных вод экономически эффективно при выращивании рыбы в УЗВ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Комплексный подход к повышению эффективности объектов энергетики приведет к снижению себестоимости продукции: нефть, газ, электричество, тепло, продукты питания. Данный подход позволяет снизить удельные затраты на 1 рубль производимой продукции на 30–40% с одновременной диверсификацией направления деятельности. В условиях сложившихся низких цен на энергоносители данные мероприятия позволят компаниям остаться на рынке и получать свою долю прибыли без сокращения объемов производимой продукции. 📌

ЛИТЕРАТУРА:

1. Савченко В.О. Системы, средства и способы вторичного вскрытия пластов с получением отрицательного скин-фактора. ООО «ЦИС «Сколково», 2016 г.
2. Кудинов В.И. Интенсификация добычи вязкой нефти из карбонатных коллекторов. Самарское книжное издательство, 1996 г.
3. Бобылев О.А. Способ вторичного вскрытия продуктивных пластов геликоидной перфорацией. Патент RU 2576269.
4. Игнатенко С. и др. Гидромеханическая щелевая перфорация – эффективный метод вторичного вскрытия продуктивного пласта. Бурение и нефть, 2005 г. – № 12.
5. Велиев М.М. и др. Исследование по подбору составов и рецептуры химерагентов на основе хелатных соединений для удаления солевых отложений в насосно-компрессорных трубах скважин месторождения «Белый Тигр». НТЖ

- «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов», 2013 г. – Вып. 4.
6. Бобылев О.А. Состав для гидравлической перфорации пластов. Заявка на изобретение № 2020126289 2020 г.
7. Бобылев О.А. и др. Опыт применения хелатов для интенсификации работы скважин. Современные технологии извлечения нефти и газа. Перспективы развития минерально-сырьевого комплекса (российский и мировой опыт). ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева. 2020 г.
8. Мухитова М.Э. и др. Сравнительные исследования роста и развития популяций африканского клариевого сома, репродуцированных в разные сезоны. Вестник Ульяновской государственной сельскохозяйственной академии. – 2018 г.



В 2021 г. выйдут 22 номера журнала НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ



Стоимость годовой печатной версии журнала – **39 468,00**

Стоимость на 1-е полугодие (12 номеров) печатной версии – **21 528,00**

Стоимость на 2-е полугодие (10 номеров) печатной версии – **17 940,00**

Стоимость годовой электронной версии журнала – **39 600,00**

Стоимость на 1-е полугодие (12 номеров) электронной версии – **21 600,00**

Стоимость на 2-е полугодие (10 номеров) электронной версии – **18 000,00**

ОФОРМИТЬ ПОДПИСКУ
В РЕДАКЦИИ –
ВЫГОДНО И УДОБНО

Подписаться можно:

через редакцию журнала
+7 (495) 637-83-33,
+7 (495) 510-57-24,
podpiska@ngv.ru

по каталогу РОСПЕЧАТЬ
индексы 47571 и 36281

по каталогу ПРЕССА РОССИИ
индекс 45380

через агентство УРАЛ-ПРЕСС
(499) 391-68-21,
(499) 700-05-07 доб. 3102
nisakina@ural-press.ru

ЖУРНАЛ НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ. ПЕРВЫЙ СРЕДИ РАВНЫХ!