

ДОБЫЧА ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ ЗА СЧЕТ ПЕРМАНЕНТНОГО ПРИГОТОВЛЕНИЯ РАСТВОРИТЕЛЯ ВБЛИЗИ СКВАЖИНЫ (PS-CH)



Недавно я посетил Анкару (Турция), где принял участие в совещании с отраслевым руководством, посвященному вопросам более интенсивной интеграции науки и производства. Былолюдно. Участники совещания сомневались в возможности адаптации теоретических и экспериментальных аспектов и методологических достижений науки для решения практических задач. Нефтяники очень интересовали прагматичные способы решения насущных проблем, а именно - новые технологии добычи высоковязкой нефти. Разговор шел о возможности роста добычи турецкой нефти,

которой добывают лишь малую часть - около 2, 4 млн.т., современными способами. Я остро воспринял эту критическую информацию. Опираясь на свой опыт решения отраслевых задач по разведке недр (система Геозор 3DM)¹ математическом моделировании схем и систем разработки нефтяных месторождений гидродинамическими и термическими методами, интенсификацию добычи нефти и разработки месторождений (программа - Целик)², физике флюидов в нефтепереработке (Реструктуризация)³, у меня возникли ассоциации технологий, которые можно применить для модернизации известных способов добычи тяжелой нефти. Появилась уверенность в возможности внесения небольших усовершенствований в технологию реструктуризации углеводородов с целью ее применения для извлечения тяжелых углеводородных ресурсов в странах, богатых на такое сырье. В первую очередь - это Казахстан, Турция, ближневосточные и юго-восточные страны, Канада, страны Мексиканского залива, США ну и т.д.

В тоже время, в частности, на сайте <http://www.investkz.com/journals/25/415.html>, который посвящен **НЕФТИ И ГАЗУ В КАЗАХСТАНЕ** пишут: "Снижение добычи нефти в Мангистауской области объясняется тем, что запасы нефти этого региона не могут активно вырабатываться, так как относятся к категории трудно-извлекаемых. 70% месторождений требуют крупных капитальных затрат. Западный регион Казахстана сегодня производит 25,560 млн. тонн нефти или 93% от общей добычи республики (табл. 2). Мангистауская и Атырауская области обладают 73% всех извлекаемых запасов Казахстана. Значительное, по сравнению с 1996 годом, увеличение объемов нефтедобычи Атырауской областью было обеспечено СП ТОО "Тенгизшевройл".

При огромных ресурсах тяжелой нефти специалисты мучаются со способами добычи. Системы разработки залежей страдают изощрениями применения тепловых, газовых, поверхностно-активных, гидравлических и др. компонент, проблемами расстановки скважин и коллекторскими свойствами пластов вблизи забоев скважин.

В данном случае предлагаю рассмотреть простую модернизацию технологии добычи тяжелых нефтей растворителями, но не привозными, а приготовленными из добываемой нефти вблизи скважин (**PS-CH**). Их применение осуществляют, используя достижения в преобразовании углеводородов путем их кавитационного или другого гидрирования³. Поэтому представлен новый, дешевый прием добычи высоковязкой нефти.

Данный способ напоминает традиционную добычу с закачкой растворителей, при котором в нагнетательную скважину закачивают растворитель, а из скважины, с измененным забоем или из совокупности близлежащих добывающих скважин извлекают растворенную нефть. Известно, что применение такого способа нерентабельно из-за высокой стоимости растворителя. Стоимость растворителя можно значительно уменьшить, производя его непосредственно на промысле из нефти предлагаемыми установками.

Среди множества растворителей выбирают тот, который максимально экстрагирует большинство компонентов нефти при минимизации сил межфазного взаимодействия нефти и растворителя на поверхности коллектора. Для этого, используют органический растворитель (лучше всего – смесь олефиновых или ароматических углеводородов). Он легко смешивается с нефтью и производит экстракцию многих фракций сырья даже при небольших концентрациях. Растворенная нефть менее вязкая, чем исходное сырье и ее добыча из той же скважины произойдет намного эффективнее. Но, обычно, растворитель - дорогой и поэтому добыча с растворителями - экономически не выгодна. Полагаю, что можно упростить эту задачу. Для этого рядом со скважиной следует разместить установку Поток 7МИ-50 (установка с тремя тороидальными реакторами), производительностью в 50 кубометров сырья в сутки. Тогда производство растворителя из добываемой нефти будет упрощено и экономически целесообразно. Стоимость приготовления растворителя на промысле будет сравнима со стоимостью расходуемой электроэнергии. Привлекательность данного способа очевидна, (см. Фиг.1 и Фиг.2.).

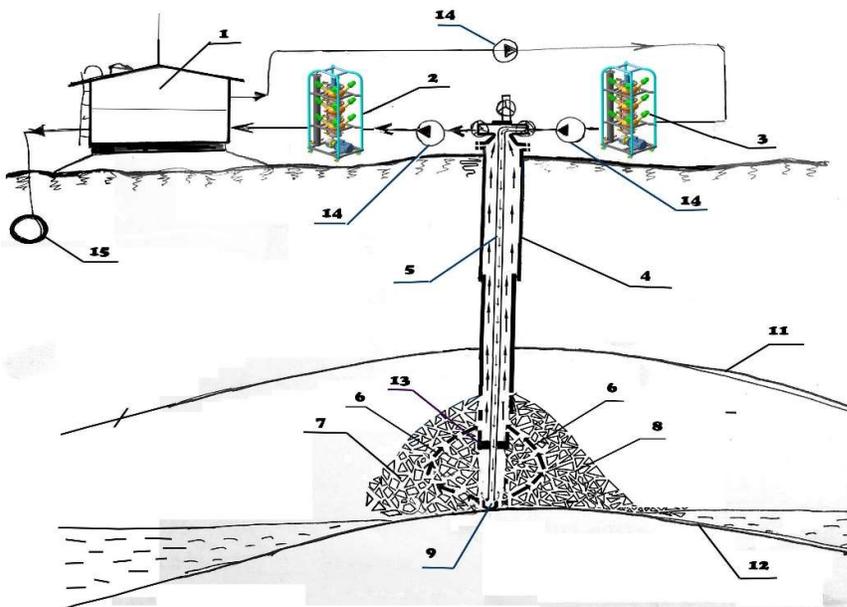


Fig. 1. Схема размещения оборудования системы «TUROil» на промысле вблизи скважины. Обозначения: 1 - емкость, 2,3 – установки кавитационного гидрирования углеводородов «Поток 7MI-50» для приготовления растворителя из добываемой нефти, 4 – эксплуатационная скважина, 5 – колонна насоснокомпрессорных труб или тубинг, 6 – направление потока растворителя, 7, 8 – призабойная зона скважины, разрушенная гидроразрывом пласта, 9 – разбрызгиватель, 11 – кровля пласта, 12 – подошва пласта, 13 – пакер, 14 – насосы. 15 – промысловый (магистральный) трубопровод.

С одной стороны, это радикальные изменения свойств углеводородов при обработке нефти потоком атомарного водорода, а, с другой стороны, возможность производства большого объема дешевого растворителя непосредственно около скважины. Затем приготовленный растворитель закачивают по насосно-компрессорным или полимерными трубами в призабойную зону скважины, в ее нижнюю часть – зумпф. Поднимаясь от зумпфа скважины до кровли пласта, и далее до устья скважины, растворитель смешиваясь с нефтью уменьшит ее вязкость. Тогда и гидравлические потери, присущи подъему нефти будут многократно сокращены за счет уменьшения вязкости экстракта. При этом, подъем раствора осуществляют по межтрубному пространству между обсадной и насосно-компрессорными трубами.

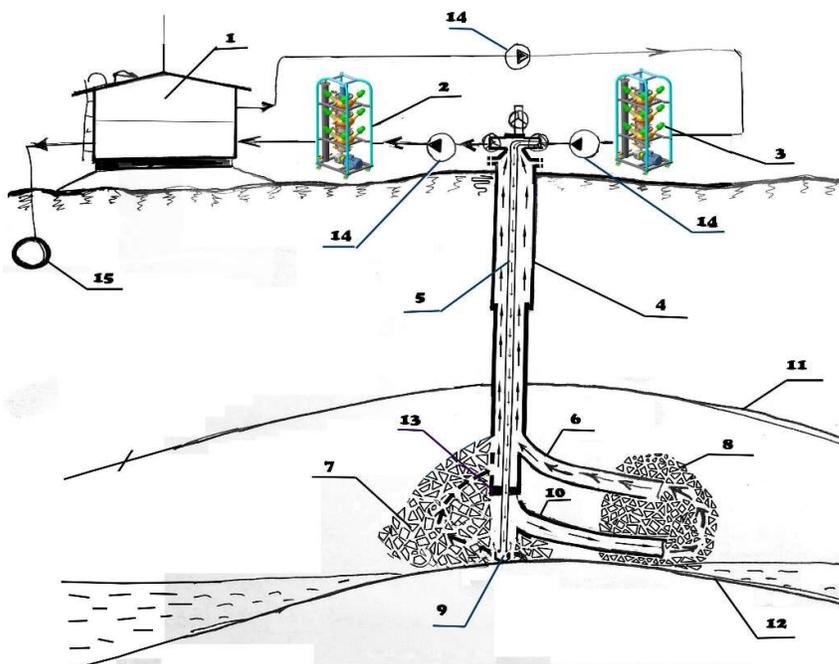


Fig. 2. Схема размещения оборудования системы «TUROil» на промысле вблизи скважины. Обозначения: 1 - емкость, 2,3 – установки кавитационного гидрирования углеводородов «Поток 7MI-50» для приготовления растворителя из добываемой нефти, 4 – эксплуатационная скважина, 5 – колонна насоснокомпрессорных труб или тубинг, 6, 10 – направленные или горизонтальные стволы скважины, 7 – часть призабойной зоны скважины, разрушенная гидроразрывом пласта, 8 – разрушенная межствольная зона, 9 – разбрызгиватель, 11 – кровля пласта, 12 – подошва пласта, 13 – пакер, 14 – насосы. 15 – промысловый (магистральный) трубопровод.

Второй вариант существенно не отличается от первого. Вместо разрушенной призабойной зоны применяют пару (или более) коротких направленных (горизонтальных) стволов. Между стволами необходимо разрушить часть пласта путем ГРП. Фиг.2. иллюстрирует использование эксплуатационной скважины в качестве донора разрушенного забоя и системы направленных стволов.

Необходимое количество растворителя можно изготовить на установках «Поток 7MI-50» (см. Ре-структуризация)³, которые мы недавно создали и будем испытывать при наличии ресурсов. Испытания

преобразования тяжелой нефти в легкую проведем в лабораторной установке «Поток 7М». Для проведения добычи нефти мы изготовим и испытаем на промысле систему с названием «TUROil». В ее состав войдет две установки «Поток 7МИ-50» (поз. 2 и 3), пульт оператора, электрощит на 100 кВт, три насоса и две небольших емкости. Изготовление двух установок «Поток 7МИ-50» можно реально быстро осуществить.

Уверен, что основания для изготовления опытного образца системы «TUROil» - реальны. При соотношении объемов растворитель/нефть, например, в 0,2 вязкость смеси уменьшится более чем на порядок. Добываемый из скважины экстракт мы дополнительно подвергаем кавитационному гидрированию в такой же установке с производительностью, например, в 50 или более куб.м в сутки.

Зону взаимодействия тяжелой нефти и растворителя в забое скважины следует периодически расширять гидроразрывом пласта (ГРП) или бурением короткоствольных направленных или горизонтальных скважин. Пласт между стволами этих скважин подлежит разрушению. Таким образом, увеличить поверхность взаимодействия растворителя и нефти. Выход добываемой нефти возрастет, как минимум, на порядок за счет гидрофобизация поверхности взаимодействия нефть – растворитель. Это значительно повысит качество технологии и ее применимость, инвариантную относительно плотности нефти.

Прошу обратить Ваше внимание на эту технологию. Она станет интересной и выгодной не только ТРАО, но и Казахстану, канадцам, южноамериканцам и т. п. При желании проведите маркетинг. Вы сами узнаете - кому это нужно. Уверен, что желающих увеличить объем добычи высоковязкой нефти Вы найдете. Начните с самого малого. Сами проверьте насколько выгодно преобразовать Вашу нефть в более легкую смесь углеводородов. Для этого примите участие в эксперименте на установке Поток 7М, которая является частью комплекса «TUROil». Установку мы завершаем. Для экспериментов нужно 150 - 200л нефти из любого Вашего месторождения и незначительные расходы, связанные с проведением эксперимента.

С уважением,

Директор института нефти УАН,
Академик УАН

А. Войтович



- [1]. **Войтович А.В., Поздеев А.В.** (1992). Скважинная цифровая геоакустическая станция. — Пат. РФ № 2050012, приоритет от 24.03.1992 **Войтович А.В., Гаура В.Е., Островский С.А.** (1997). Применение системы внутрислоистой томографии для контроля за разработкой месторождений. //Нефтяное хозяйство, (1997). №12, с.43-47. **Войтович А.В.** (2001). Особенности технологии внутрислоистой томографии для детальной разведки нефтегазовых месторождений. К.// Новини енергетики. № 1-2, с. 51-64. **Войтович А.В., Садыков М.Р., Печёркин М.Ф., Качкин А.А., Тимонин А.Б.** (2004). Сейсмическая томография – новое направление изучения недр Уральского региона. – Докл. на геолог. совещ. Пути повышения эффективности геологоразведочных работ предприятий группы Лукойл, М., 15 – 17 июня 2004 г. **Войтович А.В.** (2005). Нефть в Украине будет, если поменяем политику и кадрыК. // Винахідник та раціоналізатор. № 1, с. 10-18.
- [2]. **Войтович А.В.** (2008). Технологическая программа – проект Целик. К., // Нефть и газ. (2008). № 4, с. 84-94. **Войтович А.В.**(2000). Нефтедобывающая технология «ЦЕЛИК». Состояние и перспективы. К., Новини енергетики. №6., с. 15-26. **Voytovich A.V.** Technological program "PILAR"/High – Tech Wells Russia, Oil & Gas Recovery Conference, Moscow, Russia, June 24-26, (2003).
- [3]. http://oil-institute.com/pub/oil-institute.com-%D0%C5%D1%D2%D0%D3%CA%D2%D3%D0%C8%C7%CO%D6%C8%DF_%CA%ED%E8%E3%E0_12.pdf. **Войтович О.В** Реструктуризація вуглеводнів. Винахідник і раціоналізатор. (2016). №3,4. с. 22-27. 28-32. **Voytovich A.V.** Device for ultrasonic cracking of hydrocarbon compounds. (EP 2789674 A1), 15 окт 2014. **Войтович А.В.**, (2014). Установка для ультразвукового крекинга углеводородных соединений (углеводородного сырья). Патент Украины №92137, 11.08.2014. **Войтович О.В., Дяченко В.С.** (2002). Спосіб обробки привибійної зони свердловини, спосіб крекінгу нафти та пристрій для їх реалізації. Патент України на винахід за № 64688. Пріоритет від 15 травня. (2002) р. **Войтович А.В., Дяченко В.С.** (2002). Способ обработки призабойной зоны скважины, способ крекинга нефти и устройство для их реализации. Патент РФ на изобретение №2285793. Приоритет от 15 мая. (2002)г.