

Рис. 3 Сравнение полученных значений КИН для исследуемых методов

Анализируя полученные данные, можно прийти к выводу, что технология FAWAG даёт существенное увеличение нефтеотдачи, в сравнении с совместным нагнетанием водогазовой смеси [5].

Литература

1. Вафин Т.Р. Совершенствование технологий водогазового воздействия на пласт на нестационарном режиме: дис. канд. технич. наук. Татарский науч.-исслед. и проек. институт, Бугульма, 2016.
2. Afeez O. Gbadamosi, Joseph Kiwalabye, Radzuan Junin, Agi Augustine. A review of gas enhanced oil recovery schemes used in the North Sea. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology* 8, 1373-1387, – 2018.
3. Любимов Н.Н., Телков В. П. Достижение смешивающегося вытеснения нефти при реализации газовых и водогазовых методов воздействия на пласт [Текст] / URL: <https://www.researchgate.net/publication/324043580>
4. Зацепин В.В., Матвеев Ю.Г., Макастров А.К. Причины снижения эффективности водогазового воздействия в условиях коллектора с гидрофильными свойствами поверхности [Текст] / Нефтегазовое дело. – 2010, – Т.8, – №2.
5. Saleem Qadir Tunio, Tariq Alo Chandio, Muhammad Khan Memon. Comparative Study of FAWAG and SWAG as an Effective EOR Technique for a Malaysian Field. *Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology* 4(6): 645-648, 2012

ТЕХНИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ ПО ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН МЕХАНИЗИРОВАННОГО ФОНДА СОВЕТСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Терпинская В.В.

Научный руководитель - доцент А.В. Никутьчиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день большинство крупных месторождений находятся либо на завершающей стадии, либо на стадии падающей добычи, а среди новых часто вводятся месторождения с трудноизвлекаемыми запасами, рентабельность разработки которых не всегда находится на оптимальном уровне (в основном низком) [2]. В большинстве случаев нефтяные месторождения содержат больше одного продуктивного пласта и многие из них достаточно сильно различаются по геолого-физическим характеристикам и при их совместной эксплуатации будет возникать ряд проблем, например, таких как сильное различие в темпах выработки пластов, возможность отсутствия депрессии на пласты в отдельности, появление перетоков флюида между пластами вследствие разности пластовых давлений и ряда других проблем.

Вследствие этого возникает необходимость применения новых или существующих эффективных технологий разработки многопластовых нефтяных месторождений. Среди них необходимо выделить технологию одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ). Для условий региона – Западная Сибирь – технология ОРЭ с применением компоновок погружного оборудования с разобщающими пакерами и системами мониторинга с разобщением пластов в большинстве случаев являются наиболее предпочтительными [1]. Целью работы является анализ технологии одновременно-раздельной эксплуатации каждого пласта в отдельности. Предлагаемое техническое решение малогабаритного насосного оборудования.

Помимо стандартных компоновок для проведения ОРЭ существуют пути оптимизации внедрения технологии. Среди них в работе будет выделено применение малогабаритных установок электроцентробежных насосов (УЭЦН). Наиболее весомыми аргументами в пользу использования данного оборудования будет высокая энергоэффективность, высокая наработка на отказ и возможность применения в эксплуатационных искривленных, наклонных и горизонтальных колоннах небольшого диаметра. Также будет представлено решение для раздельного замера дебита скважинной продукции каждого пласта в отдельности. Предлагаемое техническое решение (компоновка) (рис.) представляется собой однолифтовую систему одновременно-раздельной добычи на базе двух установок ЭЦН (верхний и нижний), располагающихся на двух погружных вентильных приводах, с разобщением пластов посредством применения пакера.

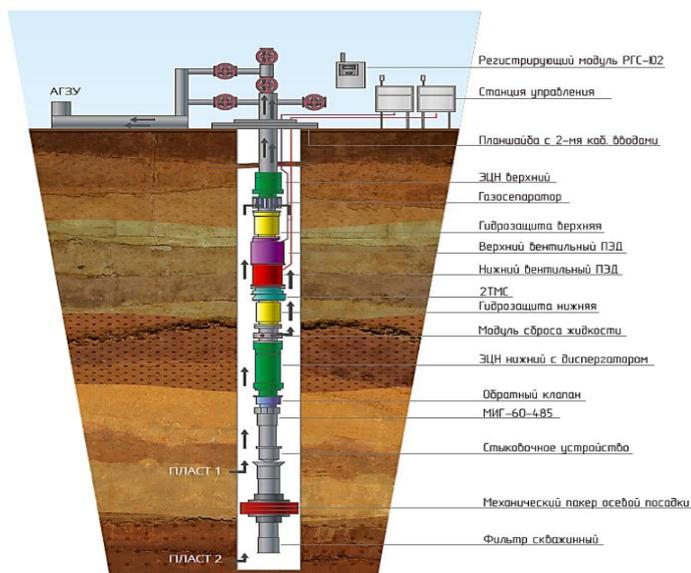


Рис. Схема компоновки 2УДН

Нижняя установка ЭЦН управляется нижним вентильным двигателем и производит забор скважинной жидкости из-под пакера, которая далее перекачивается в затрубное пространство. При этом учитывается, что подбор УЭЦН проводится по геолого-техническим характеристикам нижнего пласта скважины. Далее верхний насос, управляемый верхним вентильным двигателем, производит забор жидкости из скважины, поступающей и от нижней установки ЭЦН и от верхнего пласта. При этом учитывается, что подбор УЭЦН проводится по геолого-техническим характеристикам двух пластов скважины. Контроль параметров работы установки производится системой МИГ-60-485 и телеметрической системой 2ТМС.

Комплексная система измерения МИГ-60-485 устанавливается на нижнем пласте и предназначена для произведения замеров пластового давления и температуры, а также система производит оценку расхода и влагосодержания извлекаемой скважинной жидкости. Телеметрическая система 2ТМС обеспечивает контроль параметров работы погружных электродвигателей. Система контролирует показатели температуры среды около двигателей, температуру масла в них, давление скважинной среды и уровень вибрации при работе ПЭД.

Далее комплекс телеметрической информации, получаемой от МИГ-60-485 и 2ТМС передается к наземному оборудованию посредством передачи через силовой кабель ПЭД. Информация отражается в наземном регистраторе РГС-Ю2 и далее хранится, и передается на удаленный сервер по GSM-каналу (Global System for Mobile Communications), а также в систему телемеханики.

К задачам, решаемым предлагаемой компоновкой, относятся:

- Снятие лицензионных рисков с недропользователей;
- Оперативное реагирование на скважинную обстановку за счет непрерывного онлайн-мониторинга;
- Увеличение добычи нефти за счет разобщения пластов и индивидуального подбора режима работы для каждого пласта.

В том числе необходимо учесть, что компоновка в целом помогает нивелировать недостатки технологии ОРЭ, а именно вести учет продукции с нижнего пласта, а также благодаря стыковочному устройству и стандартному пакеру легко проводить монтажно-демонтажные работы.

В результате технологического расчета был произведен подбор малогабаритного насосного оборудования по рассчитанным параметрам (табл.) для проектной скважины № 1882 Советского нефтяного месторождения. Скважина находится на участке, где располагается Пласт АВ₇ и залежь БВ₀₋₁.

Таблица

Результаты расчетов по основному и приобщиенному объекту

Параметр	Единицы измерения	Основной объект – АВ ₇	Приобщиаемый объект – БВ ₀₋₁
Напор насоса на воде при оптимальном режиме	м	916,95	751,91
Необходимое число ступеней насоса	шт.	122	304
КПД насоса с учетом влияния вязкости, свободного газа и режима работы	%	33,83	30,34
Мощность насоса	кВт	34,90	19,49

Таким образом было подобрано погружное оборудование (УЭЦН) для скважины №1882 Советского нефтяного месторождения. Для основного объекта выбран ЭЦНЗ-140Э (компр.) с числом ступеней 122, для приобщиаемого - ЭЦНЗ-80Э (компр.) с числом ступеней 304.

В итоге данный расчет позволяет достичь нескольких целей:

- Увеличения добычи нефти на скважине;
- Задействовать залежь БВ₀₋₁;

• Применением измерительного модуля МИГ-60-485 в компоновке погружного оборудования обеспечить учёт добываемой продукции из каждого пласта и закачиваемого в него рабочего агента, в соответствии с «Правилами охраны недр», ПБ 07-601-03, утверждёнными постановлением Госгортехнадзора России №71 от 06.06.2003 г. с изменениями и дополнениями от 30.06.09 г.

В результате проделанной работы можно сделать вывод, что применение компоновки 2УДН, которая включает в себя технологию ОРЭ и установки малогабаритного глубинно-насосного оборудования, позволяет снять лицензионные риски с недропользователей, оперативно реагировать на скважинную обстановку и увеличить добычу нефти в целом.

Литература

1. Марина А.А. Особенности интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин, оснащенных установками одновременно-раздельной эксплуатации: дис. маг. / Марина Алена Алексеевна. – Томск, 2019. – 112 с.
2. Технологии добычи нефти из возвратных объектов разработки (на примере ОАО "Сургутнефтегаз") / В. А. Лушпеев, Ю. К. Цику, В. Н. Федоров // Нефтегазовое дело. – 2014. – Т. 12. – №. 3. – С. 48 – 53.

СОЗДАНИЕ ПРОПАНТОВ НОВОГО КЛАССА НА ОСНОВЕ ПРИРОДНОГО МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ

Ткачев Д.А.¹, Верхошанский Я.Ю.¹, Апкарьян А.С.², Кульков С.Н.^{1,2}

Научный руководитель - профессор С.Н. Кульков

¹Томский государственный университет, г. Томск, Россия

²Институт физики прочности и материаловедения СО РАН, г. Томск, Россия

Более 70% месторождений в России имеют трудноизвлекаемые запасы с глубиной залегания более 2 км. В связи с этим, добыча углеводородов этих месторождений осуществляется, и будет осуществляться в обозримой перспективе с применением технологии гидроразрыва пласта (ГРП), что приводит к росту потребления расклинивающих агентов – пропантов [1].

Пластовые давления возрастают прямо пропорционально глубине скважины. В результате, возникает потребность в пропантах с высокими прочностными характеристиками, которые способны выдерживать сжимающие нагрузки от 50 МПа и выше, при этом плотность материала должны быть как можно ниже, для эффективного заполнения трещины и увеличения ее проводимости. Имеющиеся на рынке керамические пропанты, обладающие высокими прочностными характеристиками, по стоимости в разы превышают стоимость кварцевого песка, используемого при глубине бурения до 2-3 км. Это обуславливает высокую актуальность работ, направленных на создание пропантов с высокими прочностными характеристиками из доступного недорогостоящего сырья [2].

Целью работы являлось исследование влияния температурно-временных режимов на формирование структуры, насыпную плотность и механические характеристики гранулированного материала с варьируемым содержанием пластификатора.

В настоящей работе для создания нового класса пропантов в качестве исходных материалов использовались стеклобой, глина, кокс и древесные опилки. Стеклобой характеризуется следующим химическим составом: SiO₂ – 60–72,5 %, Fe₂O₃ – 0–2,5 %, CaO – 4–6,0 %, MgO – 1,5–2,5 %, Na₂O – 12,5–15,0 %, Al₂O₃ – 1,2–1,57 [3]. Глина является пластификатором, содержит 70% SiO₂, не менее 12% Al₂O₃, до 10% Fe₂O₃ + FeO и 1-2% органических примесей, при плавлении вместе со стеклом образует ячеистый каркас, свойства которого возможно менять путем варьирования содержания глины, что позволяет направлено воздействовать на характеристики конечного продукта. Кокс выступает в качестве порообразователя, а древесные опилки способствуют интенсификации данного процесса и дополнительному снижению плотности за счет их взаимодействия с коксом в ходе газообразования [4].

Из перечисленных исходных материалов была получена водная суспензия, которая затем гранулировалась путем протирания через сито с номинальным размером ячейки 0,8 мм., таким образом после отжига получали гранулы преимущественно относящиеся к фракции 20/40 по ГОСТ Р 51761-2013, то есть размером от 0,4 до 0,8 мм. Далее полученные гранулы подвергались отжигу.

Низкая плотность гранул обеспечивалась их высокой внутренней пористостью, сформированной при обжиге в ходе процессов газообразования в вязком расплаве стекла и глины. При этом, для обеспечения высоких прочностных характеристик, в результате обжига на поверхности гранулы должна образоваться цельная закрытая оболочка, сформированная в ходе процессов плавления глины и стеклофазы.

На первом этапе было исследовано влияние температуры обжига на структурообразование гранул. Расплав стеклокерамической массы происходит при температуре от 850°C, при этом, необходимо быстро достичь данной температуры, чтобы сразу после расплава произошло интенсивное газообразование. В случае, если гранулы находятся в печи до достижения требуемой температуры, процесс газообразования успевает пройти в самом начале расплава стеклофазы, вследствие чего необходимая внутренняя поровая структура не формируется. Поэтому при обжиге, печь сначала нагревают до требуемой температуры, а затем вводят гранулы, выдерживают в течении заданного времени и также резко вынимают из печи. В ходе исследования был проведен обжиг гранул с содержанием пластификатора в количестве 15% от массы исходного состава при температурах от 790 до 1050°C. Требуемая поверхностная оболочка была сформирована при максимальной температуре обжига с выдержкой 8 мин. Снимок микроструктуры полученных гранул представлен на рисунке 1, а.