

- Скважина принадлежит к аварийному фонду.
- Наличие рисков прорыва фронта нагнетаемых вод (ФНВ), а также потенциального роста обводненности в краевых зонах залежи.
- Высокий текущий уровень добычи скважины (нецелесообразность остановки под ГТМ).
- Неопределенность в информации о пластовом давлении и необходимость проведения дополнительных мероприятий.

При этом, при анализе предложенных кандидатов можно сделать вывод, что скважины в большинстве своем имеют потенциал к проведению ГРП из-за сниженных величин продуктивности, т.е. с точки зрения притока из пласта, проведение ГТМ обосновано. Дальнейшее развитие методологии предполагает учет расстояния до контура ФНВ, распространяющегося от ближайших нагнетательных скважин, а также модернизацию алгоритма нахождения периода ПУР для учета времени, в течение которого может наблюдаться влияние ГТМ.

Таким образом, можно сделать вывод, что методология упрощенной оценки потенциала является эффективным инструментом для первичного отбора кандидатов на проведение ГРП/МГРП. Это позволяет ускорить процесс подбора кандидатов при планировании программы ГТМ на следующий месяц и формировании бизнес-кейсов.

Литература

1. Economides M. J. et al. Comprehensive simulation of horizontal-well performance // SPE formation evaluation. – 1991. – Т. 6. – № 04. – С. 418-426.
2. Li H., Jia Z., Wei Z. A new method to predict performance of fractured horizontal wells // SPE/CIM International Conference on Horizontal Well Technology. – SPE, 1996. – С. SPE-37051-MS.
3. MoradiDowlatabad M., Jamiolahmady M. Novel approach for predicting multiple fractured horizontal wells performance in tight reservoirs // SPE Offshore Europe Conference and Exhibition. – SPE, 2015. – С. SPE-175446-MS.
4. Юдин Е.В. и др. Новые подходы к оценке потенциала добычи // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 11. – 5 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ УСЛОВИЙ ИХ ОБРАЗОВАНИЯ

Ртищева А.В., Пашкина У.Н.

Научный руководитель старший преподаватель Л.В. Чеканцева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На первых стадиях разработки нефтяной залежи, добытая из пласта нефть, обычно лишена воды. Однако на следующих стадиях разработки ситуация меняется, и на поверхность вместе с «черным золотом» появляется вода, постепенно увеличиваясь в количестве. «По данным на 2020 год, средняя обводненность на основных месторождениях России составляет не менее 85 %, а массовое соотношение добытой нефти и попутной воды приближается к значению 1:7» – данный вывод делает К.О. Щербакова в своем исследовании [1].

Наличие воды в нефти способствует интенсивному образованию асфальтеновых и смолистых отложений, поднимает точку замерзания сырья и увеличивает его вязкость, что приводит к дополнительным трудностям при его перемещении и хранении. С увеличением обводненности, возрастают затраты на процессы извлечения, сбора и транспортировки нефти, составляя значительную часть ее себестоимости.

Целью работы было исследование влияния условий образования эмульсии на ее устойчивость.

Методология проведения эксперимента заключалась в изменении режимов вращения ротора экстрактора и продолжительности перемешивания.

В ходе эксперимента было использовано некоторое оборудование: экстрактор ПЭ-8000, скорость вращения вала которого можно менять в диапазоне от 200 до 3500 об/мин., и микроскоп Olympus CX41 (объективы микроскопа 5, 10, 20 и 50 крат, диапазон измерения от 0,5 до 680 мкм включительно).

Количественную обработку полученных образцов проводили с применением программного обеспечения анализа изображений ImageScopeColor. Данное программное обеспечение предлагает базовую обработку изображений и ручные измерения, что позволяет персонализировать процесс и адаптировать его под конкретные требования и условия.

В качестве объекта исследования была выбрана легкая маловязкая нефть, с низким содержанием серы (0,25 %), асфальтенов (1,31 %), смол (6,44 %) и парафина (4,36 %), нефтяного месторождения Р.

Для определения влияния условий образования эмульсии на ее устойчивость, были приготовлены десять образцов 15 % водонефтяных эмульсий из нефти с пластовой водой сеноманского горизонта хлоркальциевого типа (по В.А. Сулину), при скоростях вращения ротора экстрактора равным 1200, 1800, 2400, 3000, 3400 об/мин, и времени перемешивания 1 и 3 минуты.

Для оценки дисперсности эмульсий, были проведены наблюдения каждой пробы под микроскопом, и построены кривые распределения глобул воды по размерам, полученных при заданных условиях эксперимента (табл. 1). Все измерения были проведены на изображениях, увеличенных с кратностью в пять раз. Количество измерений составляло от 200 штук и больше.

Из графиков видно, что при 1200 об/мин. и 2400 об/мин. уменьшается количество мелких частиц за 3 мин перемешивания. При 1800 об/мин., наоборот, значительно уменьшается количество крупных частиц за 3 мин перемешивания. При 3000 об/мин. и 3400 об/мин. заметного различия в составе по размерам от времени перемешивания не наблюдается.

**СЕКЦИЯ 6. ТЕХНОЛОГИИ ОЦЕНКИ, УПРАВЛЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА, МОДЕЛИРОВАНИЕ И ЦИФРОВЫЕ
ТЕХНОЛОГИИ**

Таблица 1

Дифференциальные кривые распределения глобул воды по размерам и микрофотографии эмульсии

	Дифференциальные кривые	Фотографии	
а) Скорость перемешивания: 1200 об/мин.			
б) Скорость перемешивания: 1800 об/мин.			
в) Скорость перемешивания: 2400 об/мин.			
г) Скорость перемешивания: 3000 об/мин.			
д) Скорость перемешивания: 3400 об/мин.			

По полученным кривым достаточно сложно сравнить результаты и сделать выводы, поэтому было решено использовать инструменты дисперсионного анализа. Для этого было проведено сопоставление образцов, полученных при разном времени перемешивания. По интегральной кривой был найден Md (мкм), значение которого разделяет 50 % частиц с меньшим диаметром и 50 % с большим диаметром. Также был рассчитан коэффициент сортировки S_o , который отражает степень однородности распределения размеров частиц в растворе, и коэффициент асимметрии S_k , показывающий, где в размерном интервале находится наибольшее количество частиц, если S_k больше 1, то в начальной части, а если меньше, то в конечной [2]. Для получения этих параметров было необходимо перейти от частотного распределения к кумулятивному. Параметры были представлены в таблице 2.

Таблица 2

**Значения медианного диаметра, коэффициента сортировки и коэффициента асимметрии
для образцов 15 % модельных водонефтяных эмульсий из нефти с пластовой водой**

1 минута					
Част. вр., об/мин	1200	1800	2400	3000	3400
Md , мкм	27	68	89	142	73
S_o	0,78	0,80	0,82	0,81	0,81
S_k	4,64	3,26	3,26	3,22	3,40
3 минуты					
Част. вр., об/мин	1200	1800	2400	3000	3400
Md , мкм	39	54	128	180	90
S_o	0,43	0,71	0,65	0,63	0,63
S_k	0,43	1,10	0,93	0,93	1,10

В результате данной работы исследованы модельные водонефтяные эмульсии с различными условиями получения. Анализ полученных данных показал, что самые неустойчивые эмульсии образуются при скорости вращения ротора 3000 об/мин. Средний размер глобул, определенный по кумулятивной кривой, изменяется от 27 до 180 мкм. При увеличении скорости вращения средние диаметры капель растут в результате коалесценции и достигают максимума при 3000 об/мин. (142 мкм и 180 мкм при 1 и 3 минутах соответственно), но при частоте вращения 3400 об/мин. средние диаметры капель уменьшаются в результате пептизации (73 мкм и 90 мкм при 1 и 3 минутах соответственно).

Анализируя значения коэффициента Sk , можно утверждать, что в процессе перемешивания эмульсии в течение одной минуты наибольшее количество частиц скапливается в начальной части размерного интервала, тогда как после 3 минут - в конечной части интервала. Значение коэффициентов сортировки $So < 2,5$, что указывает на однородность глобул воды в составе эмульсии.

Литература

1. Щербакова К. О. Анализ проблемы высокой обводненности добываемой продукции горизонтальных скважин // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 2023. – № 6. – С. 29-38.
2. Справочное руководство по петрографии осадочных пород/ под ред. Л.Б. Рухина. Ленинград: Государственное НТИ нефтяной и горно-топливной литературы, 1958 г. – 385 с.

ПРИМЕНЕНИЕ МОДУЛЬНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВОК КАК ОПТИМАЛЬНЫЙ МЕТОД ДОБЫЧИ НИЗКОНАПОРНОГО ГАЗА

Селиванов Н.А.

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основным вопросом при разработке газовых месторождений на стадии падающей добычи является низкое устьевое давление, по причине которого образуется ряд осложнений, влияющих на бесперебойную добычу газа: самозадавливание скважин, льдообразование, замерзание шлейфов в связи с большим количеством пластовой воды, возникновение помпажа газоперекачивающих агрегатов ДКС. Все это непосредственно влияет на непрерывную и безаварийную работу оборудования в целевом диапазоне, а также на достижение КИГ [3].

При истощении энергии пласта транспорт сырого газа по шлейфам сопровождается значительными потерями давления и появлением конденсационной воды. При понижении температуры ниже, чем температура гидратообразования, происходит образование кристаллогидратов, в связи с чем падает производительность скважин, что влечет за собой вероятность закупоривания прохода шлейфа.

Объем и концентрация метанола, необходимого для предотвращения гидратообразования, варьируется относительно давлений и температур в шлейфах. Данный метод борьбы с гидратообразованием применяется повсеместно на месторождениях Западной Сибири, но само по себе использование метанола дорогостоящее и требует значительных вложений. Помимо этого, необходима установка регенерации метанола рядом с УКПГ, которая позволит возвращать большую часть метанола с рефлюкса после осушки газа и, как следствие, использовать метанол для повторной закачки. В связи с малой скоростью потока при добыче низконапорного газа образуется скопление воды в пониженных участках коллектора, что препятствует движению ингибитора гидратообразования и снижает его эффективность.

Альтернативным вариантом при добыче низконапорного газа является применение модульных компрессорных установок (МКУ). МКУ предназначена для повышения давления газа на входе в газосборный коллектор до давления, необходимого для стабильной и непрерывной транспортировки газа до УКПГ (УППГ) и дальнейшего компримирования на дожимной компрессорной станции (ДКС) с последующей осушкой газа и направлением к потребителям.

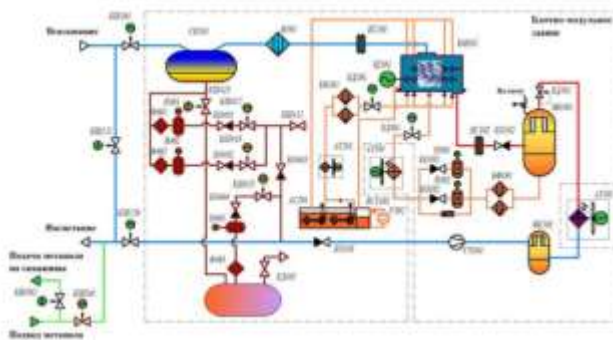


Рис. 1. Принципиальная технологическая схема МКУ-500 ТАКАТ 52.3-7 М4а ХЛ1 [5]

Компримирование газа на принципиальной схеме МКУ (рис. 1) осуществляется в одну ступень сжатием на компрессорном агрегате. Перед компримированием сырой газ проходит стадию очистки от механических примесей