

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

Стоимость решения на одну скважину с учетом монтажных и пуско-наладочных работ составляет порядка 1 млн. руб. При расчетной производительности УСУ по газу от 15000 м<sup>3</sup>/сут, дополнительная добыча жидких углеводородов составит около 3 тонн/сут, что эквивалентно 11 млн. руб./год.

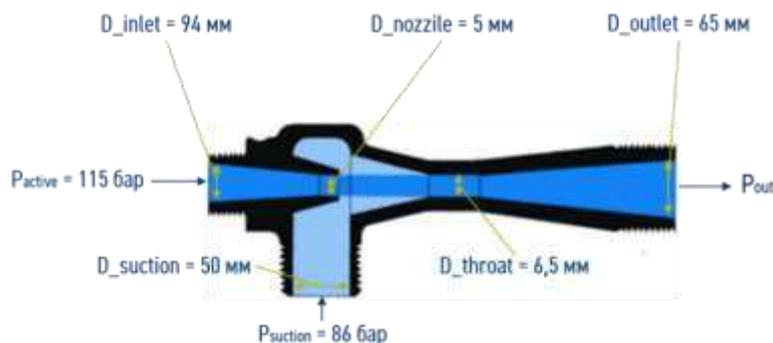


Рис. 3. Подбор конструкции УСУ

Таким образом, по итогам проведения испытаний ожидается снижение потерь от простаивающего фонда по причине «Ограничение по газу» за счет высвобождения дополнительных мощностей по газовой инфраструктуре и запуска остановленных скважин.

### Литература

1. Воронин Г. П. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года // Стандарты и качество. – 2020. – № 11. – С. 1-1.
2. Осичева Л. В. Разработка технологии утилизации попутного газа в нефтепромысловом сборе с использованием струйного аппарата: дис. – М.: Рос. гос. ун-т нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004.

## АНАЛИЗ ПРОЦЕССА СЕДИМЕНТАЦИИ ТВЕРДЫХ СМАЗЫВАЮЩИХ ДОБАВОК В НЕНЬЮТОНОВСКОЙ ЖИДКОСТИ

Кулаков М.В.

Научный руководитель доцент К.М. Минаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Завершающим этапом строительства большинства интервалов скважин является спуск обсадной колонны. Этот процесс один из наиболее важных и ответственных, так как успешный спуск является своеобразным результатом всех финансовых и трудовых вложений, а возникновение осложнений и аварийных ситуаций может привести к масштабным проблемам вплоть перебуривания интервала или целой скважины. Нередко на этапе спуска обсадных колонн в наклонно-направленные и горизонтальные интервалы наблюдаются проблемы, связанные с дифференциальным и механическим прихватом колонн, разъединением по резьбовым соединениям и падением колонны на забой, а также «неход» колонны до проектного забоя. Использование химически инертных твердых смазывающих добавок представляет собой перспективное решение для предотвращения проблем, связанных с сопротивлением со стороны стенок скважины при спуске обсадных колонн в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах. Эти добавки могут улучшить смазывающие свойства буровых растворов, снижая трение между обсадной колонной и стенками скважины [2].

Твердые смазывающие добавки представляют собой микрошарики малого диаметра (100 – 700 мкм) из различных материалов: стеклянные, керамические, полимерные. Сами по себе шары химически инертны и их ввод в буровой раствор не требует каких-либо дополнительных химических реагентов и специального оборудования. Находясь в составе бурового раствора, они не меняют его свойства и внедряются в фильтрационную корку, способствуя снижению коэффициента трения.

Недостатком данной технологии является сложность ее применения в процессе бурения, так как большинство микрошариков легко удаляются оборудованием системы очистки бурового раствора. Спустя один цикл циркуляции раствора после добавления микрошариков большая их часть будет удалена из раствора. Еще один недостаток связан с тем, что при установке пачек с повышенным содержанием смазывающих добавок, в том числе и микрошариков, последние имеют свойство оседать под действием силы тяжести. Так, в процессе подъема инструмента для дальнейшего спуска обсадной колонны раствор в скважине находится продолжительное время без движения, что является благоприятной средой для седиментации микрошариков. Осевшие на забой или на нижнюю стенку горизонтальной скважины микрошарики могут оказаться серьезным препятствием при спуске колонны.

Поэтому определение скорости седиментации микрошариков в буровых растворах является важной задачей, результатом которой является обеспечение безаварийного спуска обсадной колонны в наклонно-направленные и горизонтальные скважины, предотвращение остановки производственных процессов и дополнительных финансовых

затрат. Верная оценка необходимой реологии бурового раствора позволит повысить эффективность применения твердых смазывающих добавок и резко повысить шанс «доспуска» обсадной колонны.

В связи с тем, что буровой раствор не является неньютоновской жидкостью, однозначное и точное определение скорости оседания микрошариков представляется сложной задачей, так как скорость оседания будет зависеть от концентрации полимеров, обеспечивающих его реологию. Для оценки зависимости скорости оседания от реологии бурового раствора, которая определяется в первую очередь концентрацией полимеров, был произведен замер скорости седиментации микрошариков в водных растворах ксантановой камеди различной концентрации (от 3 до 5 кг/м<sup>3</sup>).

Приготовление раствора осуществлялось по технологии, описанной в ГОСТ 56946-2016 [1], для определения реологических параметров растворов биополимеров. В получившийся раствор добавлялись микрошарики в концентрации 25 кг/м<sup>3</sup>. В данном исследовании применялись микрошарики, состоящие из полимерного материала с истинной плотностью 1,35 г/см<sup>3</sup>. После тщательного перемешивания в течение 5 минут раствор заливался в мерный цилиндр, где осуществлялось дальнейшее отстаивание и контроль процесса седиментации.

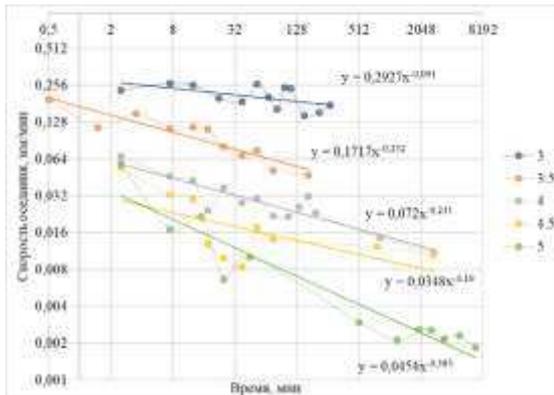


Рис. 1. Изменение скорости оседания твердых микрошариков со временем при различных концентрациях ксантановой смолы

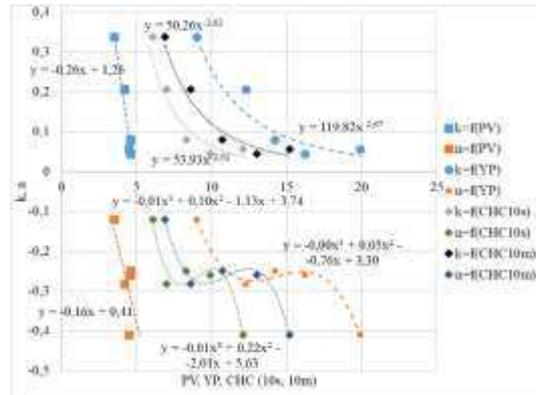


Рис. 2. Зависимость между коэффициентами в уравнении скорости оседания твердых микрошариков и реологическими параметрами бурового раствора

На рисунке 1 представлено распределение значений скоростей оседания микрошариков в процессе замера в билогарифмических координатах. Все эти распределения наилучшим образом коррелируются степенной функцией вида:

$$v(t) = kt^n, \quad (1)$$

где  $v(t)$  – значение скорости оседания в момент времени  $t$ , мм/мин;  $k$ ,  $n$  – рациональные коэффициенты.

В свою очередь, коэффициенты  $k$  и  $n$  из уравнения (1) имеют зависимость от реологических параметров раствора, в котором отслеживалась седиментация. Основываясь на ограниченной выборке и малом числе экспериментов, можно предположить наличие корреляции между данными коэффициентами и такими параметрами раствора, как пластическая вязкость (ПВ), динамическое напряжение сдвига (ДНС), статическое напряжение сдвига (СНС) за 10 секунд и 10 минут. Основываясь на уравнениях изменения скорости оседания со временем (рис. 1) получаем зависимости, представленные на рисунке 2.

Коэффициент  $k$  характеризует скорость оседания частиц, т.е. совокупность гравитационной силы, силы Архимеда и силы сопротивления движению со стороны раствора, действующих на частицу. Коэффициент  $n$  определяет интенсивность изменения скорости оседания. Анализируя полученные графики, можно сделать следующие выводы:

1. Скорость оседания твердых микрошариков в неньютоновских жидкостях, соответствующих реологической модели Бингама, в частности в водном растворе ксантановой смолы, подчиняется степенному закону вида  $v(t) = kt^n$ , где скорость является функцией, зависящей от времени нахождения системы без внешнего на нее воздействия.
2. Параметры степенной зависимости скорости движения частиц зависят от реологических параметров раствора: пластической вязкости, динамического и статического напряжения сдвига.
3. Рост реологических параметров ведет к изменениям коэффициентов в «степенной зависимости», которые в свою очередь снижают скорость оседания частиц на всем временном промежутке, а также увеличивают темп снижения скорости до значений, близких к нулю.

#### Литература

1. ГОСТ 56946-2016. Нефтяная и газовая промышленность. Материалы буровых растворов. Технические условия и испытания: Национальный стандарт Российской Федерации: утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 6 июня 2016 г. – N 530-ст: введен впервые: дата введения 2016-12-01 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200135747>.

2. Михеев М.А. Обеспечение безаварийного спуска обсадных колонн в скважинах сложного пространственного профиля [Текст] / М.А. Михеев, Н.М. Уляшева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. – 2021. – № 10. – С. 11–14.

### **КОМПЛЕКСНАЯ МЕТОДИКА ПО СГЛАЖИВАНИЮ ТРЕНДОВ ГАЗОВОГО ФАКТОРА НА БАЗЕ ЦЕНТРА УПРАВЛЕНИЯ ДОБЫЧЕЙ НЕФТИ**

**Кучерова Ю.Д.**

Научный руководитель старший преподаватель Ю.А. Максимова

**Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

В рамках продолжающейся цифровой трансформации многие компании сосредоточили использование цифровых инструментов на базе особого структурного подразделения – центра управления добычей (ЦУД), работа которого направлена на увеличение операционной эффективности и осуществление среднесрочного планирования.

Интегрированная модель выступает инструментом для оцифровки возможных сценариев промышленной добычи и позволяет увидеть последствия вносимых изменений при работе активов, предвидеть эффект проводимых мероприятий [3].

Несмотря на универсальность применяемого комплекса инструментов, каждому отдельно взятому нефтегазодобывающему предприятию и его объектам требуется своя система адаптации при использовании цифровых решений. От качества настройки модели, производственных процессов и их показателей, зависит то, как происходит взаимодействие готовой цифровой инфраструктуры с реальными процессами, происходящими на производстве, то есть точнее соотносятся фактические и плановые показатели, соответственно, целевой результат компании будет эффективнее [4].

С точки зрения выбора факторов для оптимизации по результатам изучения структуры и основных задач, выполняемых инструментами на базе ЦУД возможно использование нескольких подходов: оптимизация циклов проведения операций, пересмотр технологических режимов или совершенствование процесса нормализации поступающих данных для дальнейшей обработки.

Однако несмотря на существующие примеры успешного разрешения проблем по оптимизации технологических процессов, отмечаются сложности при обосновании целесообразности вмешательства в установившийся сложный технологический процесс. В связи с этим в работе предлагается использование резервного подхода, связанного с нормализацией данных [1].

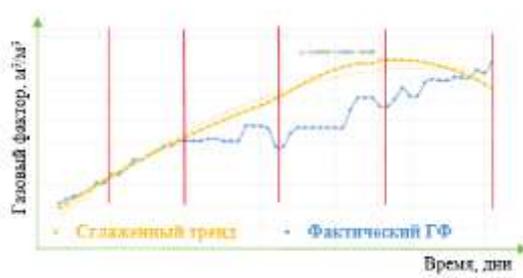
Так, процесс «очистки» данных и их дальнейшего трендового прогнозирования требуется и при определении одного из главных показателей процесса разработки и эксплуатации месторождений – газового фактора (ГФ).

Важность мониторинга этого показателя обусловлена тем, что динамика изменения газового фактора характеризует энергетическое состояние залежи, дает возможность прогнозировать объемы газа, которые будут добыты.

В качестве базисного метода, позволяющего выявлять тенденции развития в ряде динамики, производить сглаживание временных рядов, был выбран метод аналитического выравнивания динамического ряда. Однако использование стандартной теории не учитывает особенностей физики процесса (рис. 1), происходит лишь усреднение всего ряда [2].



**Рис. 1. Первичный тренд при использовании базового приема выравнивания**



**Рис. 2. Настройка математической модели с учетом физики процесса**

Для решения проблемы предлагаем разработку комплексной методики по сглаживанию трендов газового фактора для получения более чувствительных линий, осуществления качественной нормализации данных.

Тренд графика после отбраковки и фильтрации отражает фактические значения газового фактора с отбраковкой по исключению наименьших и дублирующихся значений с течением времени, представляет собой полиномиальную зависимость второго порядка.

Анализируя динамику тренда и фактического показателя, удалось найти положение, при котором не нарушается динамика (рис. 2). Для настройки этой модели потребовалось отладить процесс разбиения ряда на интервалы по скорости изменения и сглаживанию максимумов с отсечением минимальных значений, установить ограничения на количество дней.

Таким образом, разработанная комплексная методика по сглаживанию трендов газового фактора позволяет получать более чувствительные линии, осуществлять качественную нормализацию данных, способствуя повышению