

## ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР

Наиболее подходящим для скважинных условий является оксидный тип расширения тампонажного состава, так как он обеспечивает максимальную величину расширения при минимальной концентрации расширяющей добавки [4]. В качестве основы расширяющей добавки выступает оксид кальция.

Первостепенной задачей при использовании оксида кальция в составе тампонажного раствора является регулирование скорости реакции гидратации. Время реакции гидратации чистого оксида кальция составляет порядка 0,5–1,0 мин, что недопустимо для получения, расширяющегося тампонажного состава. Необходимо, чтобы образование гидроксида кальция, а соответственно, и расширение тампонажного состава, происходило по окончании продавки тампонажного раствора в затрубное пространство, что, исходя из анализа опыта цементирования скважин, проходит в среднем около 1–5 ч. С целью замедления протекания реакции взаимодействия оксида кальция с водой был проведен обзор реагентов и химических веществ, способных выступить в роли ингибиторов.

Проведенный анализ позволил выявить оксидный тип расширения тампонажных составов как наиболее перспективный. С целью исследования расширяющих добавок разработана рецептура базового тампонажного раствора, удовлетворяющая требованиям технологических параметров. В качестве основы расширяющей добавки выбран оксид кальция, реакция гидратации которого контролируется вводом добавок метасиликатов натрия или жидкого калиевого стекла.

### Литература

1. Булатов А.И. Тампонажные материалы и технология цементирования скважин. – М.: Недра, 1977. – 325 с.
2. Гриценко А.И., Кулигин А.В., Ивакин Р.А., Грикулецкий В.Г. Актуальные проблемы технологии бурения скважин на месторождениях ОАО «Газпром». Часть 2 // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. – 2014. – №4. – С. 7-18.
3. Кравченко И.В. Расширяющиеся цементы. – М.: Госстройиздат, 1962. – 155 с.
4. Куницких А.А. Исследование и разработка расширяющих добавок для тампонажных составов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – №16. – С. 46-53

## ПРИМЕНЕНИЕ ИНТЕГРИРОВАННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

### В.Г. Зипир

Научный руководитель – доцент О.С. Чернова

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

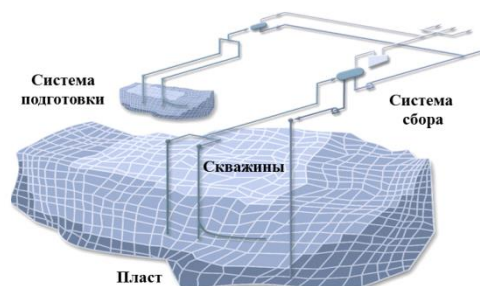
Развитие и внедрение интегрированного моделирования для повышения эффективности разработки месторождений изначально началось в западных странах, где большой упор делался на внедрение новых технологий



**Рис. 1 География развития интегрированного моделирования**

в процесс добычи углеводородного сырья. Иностранным компаниям удалось добиться эффектов от применения данной технологии и показать ее ценность. Особенно впечатляет количество локаций с продуктивными горизонтами, на которых внедряют интегрированный подход (рис. 1). На данный момент интегрированное моделирование в России представляет собой одно из основных направлений в нефтегазовой отрасли. Заметна существенная конкуренция между компаниями, которая ускоряет процесс развития интегрированного моделирования и форсирует получение результатов от применения данной разработки.

Интегрированная модель является многофункциональным инструментом, позволяющим выполнять разноплановые задачи как на отдельных моделях скважин и системы сбора, так и проводить расчеты всей системы в целом с учетом взаимовлияния моделей компонентов (рис. 2). Интегрированная модель представляет собой набор моделей-компонентов, во главе которых стоит интегратор, позволяющий управлять данными моделями накладывая на них необходимые ограничения и учитывая взаимовлияние всех компонентов так, как это происходит в реальных условиях при добыче углеводородов. В рамках данной статьи идет повествование об интегрированном моделировании как о подходе к достижению требуемого результата при разработке



**Рис. 2 Концепция интегрированного подхода**

месторождений, поэтому привязка к программным продуктам для моделирования не является необходимой. Далее приведено описание моделей-компонентов, необходимых для построения полноценной интегрированной модели, а также набор данных для качественной адаптации [1].

Гидродинамическая модель пласта (газодинамическая модель в случае газовых и газоконденсатных месторождений) – это математическая модель, которая строится на основе актуальной геологической модели и позволяет прогнозировать движение флюида в пласте в процессе выработки месторождения. Данная модель-компонент является ключевой частью интегрированной модели при проведении краткосрочных расчетов и стратегического планирования. От качества адаптации и прогнозной способности гидродинамической модели напрямую зависит результат расчета интегрированной модели [2].

Модель скважин определяет детальное построение пробуренных, а также планирующихся к бурению на месторождении скважин и воспроизводит их поведение при смене режима работы скважины. От качества адаптации моделей скважин зависит точность воспроизведения течения флюида по стволу скважины с учетом возникающих при движении потерь давления в системе. Детально воспроизводятся характеристики регулирующего устройства (штуцера) на устье скважины: диаметр, коэффициенты, регулирующие течение флюида через штуцер, а также подбираются корреляции докритического и критического потока.

Модель системы сбора строится на основе фактических данных, взятых с регламентных документов. Большое значение придается точности построения подземных и подводных переходов. Также, чтобы воспроизвести падение давления по системе с высокой точностью, необходимо детально моделировать все неровности профиля трубопровода.

Физико-химическая модель пластового флюида (PVT-модель) описывает его свойства и поведение с изменением условий среды, в которой он находится. Использование корректного состава пластового флюида является одним из основных критериев эффективности построения и настройки всех моделей-компонентов интегрированной модели. Для определения состава, наиболее точно отражающего поведение пластового флюида, необходимо детально проанализировать имеющиеся в наличии исследования, определить их кондиционность и выполнить осреднение. Использование композиционной модели способствует значительному повышению точности расчетов, однако увеличивает их длительность. При отсутствии достаточного количества информации о пластовом флюиде используется модель черной нефти, которая является упрощенной версией модели флюида, однако при качественной настройке на фактические данные способна заменить композиционную модель [3].

Заключительным, наиболее длительным и трудозатратным этапом является настройка построенных моделей-компонентов на фактические данные. Основная проблема заключается в том, что зачастую в наличии не имеется достаточное количество достоверных данных, необходимых для адаптации моделей. С одной стороны точности тех данных, которые используются на промысле обычно достаточно для постоянного мониторинга разработки и добычи геологическими и технологическими службами. С другой стороны, интегрированная модель, это очень тонкий инструмент, требующий повышенной точности входных данных и, как результат, выдающий данные высокой точности. Это является основным препятствием при работе с интегрированной моделью, требующей постоянных вложений времени и усилий на постоянную адаптацию.

Одним из основных предназначений интегрированной модели является проведение краткосрочных и долгосрочных стратегических прогнозных расчетов с учетом взаимовлияния в системе пласт-скважина-система сбора. В прогнозном расчете можно задавать ввод новых скважин, ограничения со стороны пласта, скважин и системы сбора, изменение регуляторов на устье скважин, а также требуемые входные параметры в конечной точке системы, которой являются объекты подготовки, либо сдачи продукции.

Также, интегрированная модель позволяет проводить оптимизационные расчеты и контролировать режим работы добывающего фонда. Расчет модели скважин и системы сбора определяет давление, температуру, скорость течения флюида и другие параметры в каждой точке системы, что в свою очередь дает возможность контролировать режим работы фонда. При добыче нефти с высоким содержанием парафина появляется возможность анализировать температуру флюида в стволе скважины и системе сбора, подбирать оптимальное количество подаваемого ингибитора, а также определять индивидуальный режим работы скважины для снижения риска образования отложений парафинов. Дополнительно можно выделить проблему появления гидратных пробок при эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений. В этом случае анализируются параметры работы скважин и системы сбора, подбирается подходящий режим работы фонда и определяется оптимальное количество ингибитора гидратообразования для подачи в скважину и систему сбора. Дополнительно интегрированная модель за счет учета взаимовлияния всех моделей-компонентов позволяет определять узкие места в системе и, выполняя большое число итерационных расчетов, подбирать оптимальный режим эксплуатации фонда с учетом проблемных участков трубопровода (рис. 3).

В заключении следует отметить, что интегрированная модель представляет собой очень мощный современный инструмент, совмещающий всю цепочку пласт-скважина-система сбора и позволяющий выполнять огромное количество задач, осуществление которых совсем недавно казалось невозможным.

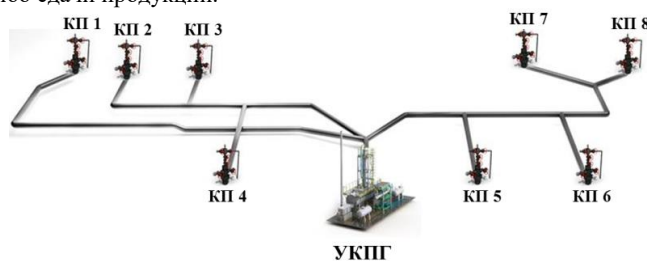


Рис. 3 Упрощенная схема модели системы сбора газа

Литература

1. Ahmed T., McKinney Paul D., «Advanced reservoir engineering», 2005.
2. Dake L.P., «Fundamentals of reservoir engineering», Seventeenth impression, 1998.
3. William D., McCain Jr., «The properties of Petroleum Fluids», Second edition, 1989.

**ВЛИЯНИЕ МАГНИТНОГО ПОЛЯ НА ДЕЭМУЛЬСАЦИЮ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ**  
**М.С. Зырянов, Л.В. Чеканцева**

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

При добыче и переработки нефть дважды перемешивается с водой, образуя, в результате, водонефтяные эмульсии: при выходе с высокой скоростью из скважины вместе с попутной ей пластовой водой [10], и в процессе обессоливания. Формирование устойчивых водонефтяных эмульсий приводят к значительным трудностям при сборе и подготовке продукции скважин. Эмульсии устойчивы благодаря природным эмульгаторам – асфальтенам, парафинам, смолам и солям нафтеновых кислот, и тяжелым металлам. Существующие традиционные методы обезвоживания и обессоливания весьма энергозатратны и требуют специального оборудования и его обслуживания в процессе работы. Применение оборудования, основанного на использовании постоянных магнитов, предоставляет возможность решать такие важные проблемы нефтегазовой отрасли как: снижение коррозионной активности жидкостей, устранение АСПО на стенках нефтеоборудования, дифференциация водонефтяных эмульсий. Цена оборудования, основанного на постоянных магнитах примерно в 5 раз меньше, чем на основе электромагнитов [4,6,10]. Также установки на постоянных магнитах практически не требуют технического обслуживания.

В настоящей работе проанализированы наиболее оптимальные методы магнитной обработки водонефтяной эмульсии.

Отличительной стороной влияния магнитного поля на НДС есть обратимость целого ряда следствий им вызываемых. Изучение высоковязкой нефти [1,7,11] ароматического основания подтвердили гипотезу о том, что при воздействии постоянного магнитного поля вязкость уменьшается и остается постоянной в течение двух часов. Исследования показали, что влияние магнитного поля борется с парафинистыми отложениями в трубах.

Установлено, что под действием магнитного поля низкой частоты (до 500Гц) на водонефтяную дисперсную систему происходит разрушение эмульсий, содержащих частицы ферромагнитных соединений железа, асфальтенов, парафинов и солей, которые являются главными стабилизаторами бронирующих оболочек стойких эмульсий. При формировании переменного магнитного поля частотой более 500 Гц требуются наибольшие скорости потока или уменьшение напряженности поля, созданного магнитами т.к. необходимо применение магнитов небольшого размера [9].

Рассмотрим пример воздействия постоянного магнитного поля на водонефтяную эмульсию. При обработке модельной эмульсии воздействием магнитного поля с индукцией 0,05 Тл было обнаружено, что максимальный рост скорости дифференциации возникает при частоте 40-300 Гц. Для оценки воздействия поля направленных на отдельные места постоянных магнитов на скорость дифференциации эмульсии изучены разнообразные модификации их расстановки относительно потока и друг друга [2].

Из этого следует, что частицы примесей в оболочках, бронирующих глобулы воды, могут под воздействием непостоянного магнитного поля двигаться внутри оболочек в сторону надлежащего полюса источника магнитного поля [9]. В итоге при перемещении эмульсии систематичное расположение магнитов друг за другом позволяет «встряхивать» окруженные механическими примесями глобулы нефти, что создает эффект дестабилизации.

В процессе изучения воздействия температуры на скорость разделения эмульсии отмечено, что при температуре 21 °С длительность разделения составляет примерно 2,5 ч; при 31 °С - 35-40 мин; при 40 °С - 6-9 мин; при 50 °С и выше эмульсия разделяется примерно за несколько секунд [2].

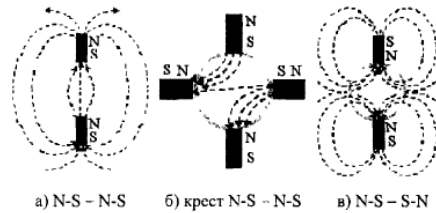
Воздействие на эмульсию магнитами проводили при различном взаимном расположении точечных магнитов (см. рисунок 1). Доказано, что самым эффективным является расположение вида N-S - S-N.

Для того чтобы магнитная обработка была экономически целесообразной, надо иметь в виду, что необходимо стремиться к наименьшим значениям напряженности, так как она обеспечивается менее мощными точечными магнитами.

Так как самый эффективный диапазон значения индукции находятся в пределах 0,03-0,05 Тл [11], что является равным значению напряженности магнитного поля 24-40 кА/м, дальнейшее установление типа точечных магнитов, их габаритов и расстояния между ними устанавливается на основе неравенства:

$$H_y \geq \frac{3}{2r} \sqrt{\frac{\rho v u d_m}{\chi \mu_0}} \quad \text{где } \rho - \text{плотность среды, кг/м}^3; v - \text{кинематическая вязкость среды, м}^2/\text{с}; r - \text{радиус частицы, м.}$$

Рассмотрим лабораторную установку магнитной обработки нефти (рис. 2).



**Рис. 1 Конфигурация линий индукции магнитного поля при различном расположении полюсов**