

**АНАЛИЗ РАСЧЕТА ХАРАКТЕРИСТИКИ КРИВОЙ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ В ЦЕЛЯХ
ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ**

Корнев А.И.¹, Юркин А.А.³, Мурачев А.С.²

Научный руководитель профессор О.С. Чернова

¹*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

²*Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого,
г. Санкт-Петербург, Россия*

³*ПАО «Славнефть-мегионнефтегаз», г. Мегион, Россия*

Система разработки месторождений подразумевает собой управляемый комплекс последовательных технологических и геолого-технических мероприятий (ГТМ) по извлечению углеводородов (УВ) из недр земли. Причем задача, стоящая перед добывающими компаниями, заключается не только в контроле коэффициента извлечения нефти (КИН), коэффициента истощения пласта, дебита нефти и других основных параметров разработки, но и в прогнозировании эксплуатационных показателей в краткосрочной перспективе с минимальной погрешностью. По результатам прогноза также выявляются наиболее сложные для разработки участки, которые являются первостепенными целями для ГТМ, что позволяет сформировать оптимальную программу разработки для всего месторождения [1, 2, 7].

Эффективным методом диагностики текущего состояния разработки, анализа и составления бизнес-кейса по оптимизации технологических и экономических показателей добычи нефти и газа является набор инструментов на основе проактивной модели блочно-факторного анализа (БФА), основанного на уравнении материального баланса. Один из главных составляющих блоков БФА – определение эталонной (модельной) кривой характеристики вытеснения (ХВ) и дальнейшее прогнозирование её поведения [3].

Целью настоящей работы является модернизация блока ХВ путем применения комплексов методик вычисления КИН, дебитов нефти и жидкости, обводнённости, а также уменьшение величины предельного отклонения модельной кривой от фактической до 5 %. Для выполнения расчетной задачи используются фактические значения технологических показателей разработки, взятые из базы данных (БД) по месторождению или его аналогов, для которых разница параметров фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и свойств давления-объема-температуры (PVT свойств) составляет не более 10 % от величин тех же параметров рассматриваемого месторождения.

По результатам литературных изысканий, для определения эталонного коэффициента нефтеизвлечения была выбрана формула, описанная Эль-Хатибом. Данный алгоритм можно применять при отсутствии гидродинамических моделей и необходимости выполнения расчетов в кратчайшие сроки [1, 3]:

$$K_{orf}^m = K_v \cdot \left[0.5 - 0.5 \cdot \operatorname{erf} \left(\frac{\sigma}{\sqrt{2}} + \operatorname{erf}^{-1} \left(\frac{1 - \frac{F_{wo}}{m}}{1 + \frac{F_{wo}}{m}} \right) + \frac{\tau}{(1 + F_{wo})} \right) \right] \quad (1)$$

Где: K_{orf}^m – коэффициент нефтеизвлечения модельный, д.ед., σ – среднее квадратичное отклонение распределения проницаемости в блоке, д.ед., F_{wo} – водонефтяной фактор, д.ед., τ – безразмерное время, д.ед., m – коэффициент подвижности, д.ед., K_v – коэффициент вытеснения, д.ед.

Значение функции невязки минимизируется в процессе адаптации модели [2]. В зависимости от зрелости месторождения применяют либо регрессионный анализ, для 1-2 стадий разработки, с использованием метода наименьших квадратов и алгоритма градиентного спуска, либо ретроспективный прогноз, для 3-4 стадий разработки [5]. Особенность расчета уравнения регрессии связана с количеством записей. В данной работе авторами была предложена замена градиентному спуску при количестве записей от 1000 до 5000, через модификацию метода наименьших квадратов. Для преобразования линейной зависимости в кривую, максимально приближенную к фактическому графику характеристики вытеснения, производят аппроксимацию кривой Безье, результаты которой представляют, как опорные точки кривой. Данные точки используются для восстановления кривой за счёт определения множества значений произвольной мощности [5]. В конечном виде ХВ и прогноз, посчитанные по методу Эль-Хатиба, сравнивают с фактической кривой и оценивают корректность их расчета, а также дебитов нефти и жидкости, КИН и обводнённости. Примеры графиков представлены на рисунках 1 и 2.

В случае отклонения параметров и кривых более чем на 5 % - необходимо использовать иные методики. В данной работе создан алгоритм подбора альтернативных методов ХВ с учетом стадии разработки рассматриваемого месторождения. Для зрелых месторождений производим расчет КИН по методикам кривых обводнения в дифференциальных формах, кривых падения в дифференциальных формах и по логарифму водонефтяного фактора (ВНФ) [1,5,8]. В случае начальных стадий разработки – необходимо учесть наличие лабораторных исследований (водонасыщенность коллектора, относительные фазовые проницаемости воды и нефти, их вязкости). Строят кривую ХВ методом Баклея-Левретта. При отсутствии или недостоверности лабораторных данных, в схеме используется кластеризация имеющихся исследований методом «K-Means» с последующим использованием в качестве метрики Евклидово расстояние. В результате описанных операций создается среднекластерная кривая Баклея-Левретта методом наименьших квадратов с внедрением генетического алгоритма, что позволяет сохранить высокую точность расчета при снижении затрачиваемых вычислительных ресурсов.

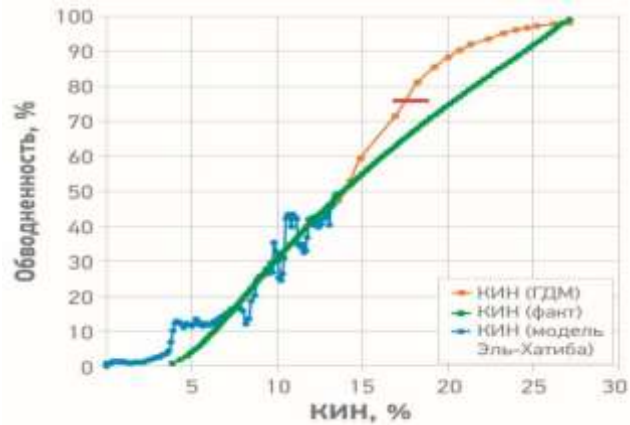
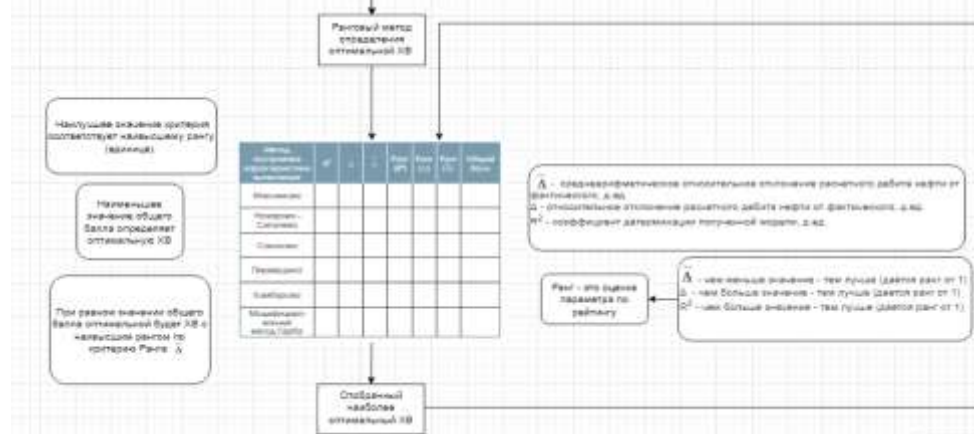


Рис. 2. Пример сравнения характеристик вытеснения, полученных по моделям Эль-Хатиба и ГДМ для одного блока [3]



полученная кривая YR показывает некорректные значения по результатам проверки

и на основе пр

3. Оценка и классификация невовлекаемых запасов по критерию сложности разработки (на примере Салымской группы месторождений) / М. В. Наугольников, С. И. Габитова, Р. И. Муртазин [и др.] // ПРОнефть. Профессионально о нефти. – 2020. – № 1(15). – С. 42-46. – DOI 10.24887/2587-7399-2020-1-42-46.
4. Расчет уровней добычи при региональном интегрированном проектировании / Р. Н. Галимов, И. С. Солодов, В. П. Шакшин [и др.] // Научно-технический вестник ОАО "НК "Роснефть". – 2012. – № 4(29). – С. 8 – 11.
5. Алгоритм определения оптимальных характеристик вытеснения / М. Н. Харисов, А. А. Карпов, С. В. Петров, С. Д. Дарий // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 5. – С. 56 – 59. – DOI 10.24887/0028-2448-2018-5-56-59.
6. Наугольников, М. В. Малогабаритные системы подготовки воды для нужд ППД и ППН / М. В. Наугольников, О. Ю. Савельев // Инженерная практика. – 2015. – № 06-07.
7. Полякова, Н. И. Комплексный подход к применению методов анализа эффективности системы заводнения нефтяных пластов / Н. И. Полякова, Ю. А. Максимова, П. Н. Зятиков // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 10. – С. 91 – 98. – DOI 10.18799/24131830/2020/10/2853.
8. Гришкевич, А. Б. Оценка эффективности заводнения в НГДУ "Мамонтовнефть" / А. Б. Гришкевич // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. – 2001. – №6.

ВЛИЯНИЕ ВВОДА ОТПАРНОЙ КОЛОННЫ В СИСТЕМУ РЕГЕНЕРАЦИИ ГЛИКОЛЯ НА КАЧЕСТВО АБСОРБЦИОННОЙ ПОДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Кулаков М.В.

Научный руководитель доцент Л.В. Шишмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Осушка газа является одним из немаловажных этапов процесса его подготовки. На большинстве месторождений северной части России для этой цели применяется абсорбционная технология. Наиболее распространенным абсорбентом считается диэтиленгликоль (ДЭГ), но также применяется и триэтиленгликоль (ТЭГ). В результате процесса абсорбции получается не только подготовленный газ, но и насыщенный водой и компонентами газа раствор гликоля, который поступает на регенерацию для возможности повторного его использования.

В процессе эксплуатации любого месторождения возникает ситуация, когда давление сырьевого потока, зависящее напрямую от пластового давления, начинает снижаться. В результате, значительная часть времени эксплуатации газовой залежи происходит при постоянном снижении пластового давления. Снижение давления добываемого природного газа влечет повышение его равновесной влагосодержимости, а также больший вынос механических примесей. Объемы потребления природного газа неуклонно растут, в связи с этим актуален вопрос повышения эффективности и качества технологических процессов на всех этапах: от скважины до места потребления.

Целью данной работы является оценка эффективности ввода отпарной колонны в систему подготовки природного газа для повышения степени регенерации гликоля. Предполагается, что данная технология позволит повысить концентрацию раствора, регенерированного ДЭГ (РДЭГ), в результате чего возможно достижение более низкой температуры точки росы (ТТР) подготовленного газа. Оценка возможностей модернизации будет производиться моделированием технологического процесса в программном комплексе «Honeywell Unisim Design Suite».

По наиболее распространенному среди отечественных и зарубежных авторов варианту [1-5], отпарная колонна представляет собой абсорбционную колонну, работающую при температуре, близкой к температуре регенерации ДЭГ (160–164 °С) и давлению, близкому к атмосферному. В системе подготовки [6] данная колонна расположена после колонны вакуумной регенерации гликоля (рисунок 1).

С установки регенерации гликоль при температуре 162–164 °С поступает в теплообменник последней ступени (Е-102-2, рисунок 1), где отдает часть тепла насыщенному гликолю, направляющемуся в колонну регенерации ДЭГ. При давлении в 300 кПа и температуре 120–130 °С (поток РДЭГ_5-2, рисунок 1) он подается в верхнюю часть отпарной колонны, где поддерживается давление 150 кПа. В нижнюю ее часть подается осушенный на установке подготовки природный газ. В результате массообменных процессов, происходящих на насадках абсорбционной колонны, влага и метан из гликоля переходят в газовую фазу.

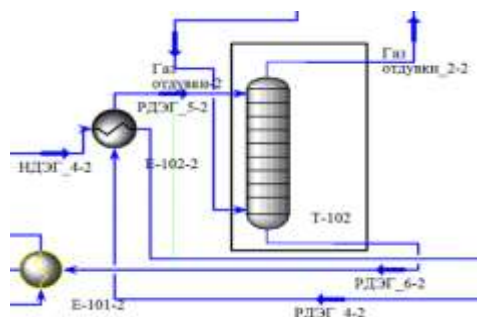


Рис. 1. Отпарная колонна регенерации ДЭГ

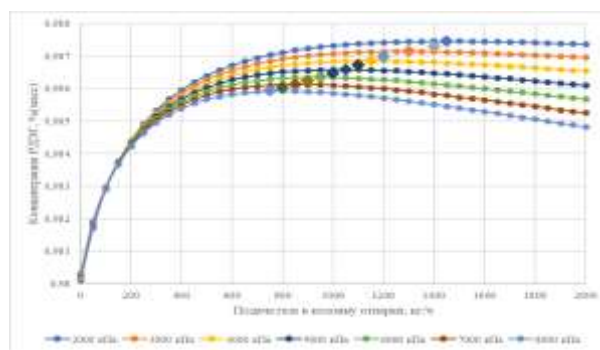


Рис. 2. Зависимость концентрации РДЭГ от количества подаваемого газа в отпарную колонну и давления в системе (♦ – максимальное значение параметра при одинаковом давлении)