

Таблица 1

Подсчетные параметры и геологические запасы нефти, посчитанных традиционным способом (2D) и на основе трехмерной (3D) геологической модели

Пласт	Сетка	Объем нефтенасыщенных пород (тыс. тонн)	Кп у.ед.	Кн у.ед.	Геологические запасы нефти (тыс. тонн)
Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	2D	1884	0,15	0,55	6052
	3D	1962	0,152	0,56	6271
	%	3,98	1,32	1,79	3,5

Наиболее перспективные для разработки пласта зоны находятся в юго-западной и центральной частях месторождения, средняя пористость коллекторов рассматриваемого пласта 15,2 %, средняя нефтенасыщенность 58,7 % средняя проницаемость  $1,50 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Таким образом, в результате проведенной работы получена объемная цифровая модель продуктивного пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> месторождения N, которая отражает его геологическое строение. Сходные значения запасов, полученных по результатам трёхмерного моделирования и рассчитанных по традиционной методике, позволяют утверждать о высокой достоверности полученных результатов.

Полученные результаты исследований могут быть использованы при составлении проектных документов, при анализе разработки месторождения и при уточнении геологического строения.

#### Литература

1. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газовых месторождений (Ч.1. Геологические модели). – М. ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – 164 с.
2. Закревский К.Е. Геологические 3D моделирование. – М.: ООО ИПЦ Маска, 2009. – 376 с.
3. Петерилье В.И., Пороскун В.И., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. – Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 258 с.

## МЕТОДИКА ОПТИМАЛЬНОГО ПОДБОРА ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ С ПРИМЕНЕНИЕМ КРИТЕРИАЛЬНОГО ОТБОРА

Полянский В.А.

Научный руководитель профессор Чернова О.С.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Разработка месторождений Западной Сибири характеризуется рядом факторов, а именно:

- месторождения находятся на 2, 3 и 4 стадиях разработки (основная часть фонда разбурена);
- снижение пластовых давлений;
- выработка запасов и повышение доли ТРИЗ в активах нефтедобывающих компаний.

В таких условиях основной прирост добычи на разрабатываемых месторождениях обеспечивается за счет ввода в эксплуатацию отдельных залежей в пределах месторождения, а также реализации программ проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ).

Подбор ГТМ – комплексная инженерная задача, решение которой осложняется тем, что эксплуатационный фонд на месторождениях достигает нескольких тысяч скважин, а некорректная оценка потенциала ГТМ на конкретной скважине может грозить снижением добычи относительно фактических значений, а также различными технологическими проблемами (прорыв трещины ГРП в водоносные горизонты, увеличение скин-фактора за счет некорректной обработки призабойной зоны пласта).

Таким образом, целью данной работы является разработка эффективного «интегрированного» подхода к подбору ГТМ в условиях Западной Сибири. Выбор ГТМ должен проводиться на основе выработанных «критериев отсечения» по каждому типу ГТМ. Подход должен включать в себя следующее:

1. Корректная оценка потенциала от проведения ГТМ.
2. Учет особенностей/опыта разработки месторождения.
3. Возможность проведения критериального отбора автоматически на основе актуальных данных по скважине.
4. Расчет экономической эффективности ГТМ.

Прежде всего, необходимо определить, что будет являться исходными данными для метода. Поскольку информацию по скважине необходимо отслеживать в динамике (например, рост обводненности и газового фактора – данные параметры могут служить ограничениями для проведения ряда ГТМ), в качестве входных данных необходимо использовать технологические режимы, которые планируются ежемесячно. Также необходимы параметры объекта разработки и характеристики скважины. Помимо этого, для экономической оценки мероприятия необходимо учитывать цены на углеводороды и стоимость проведения ГТМ. Таким образом, можно выделить следующий набор данных, который необходимо использовать в рамках интегрированного подхода по подбору:

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

- Технологические режимы скважин.
- Конструкции скважин.
- PVT-данные (объемные коэффициенты, вязкости и плотности флюидов в поверхностных и пластовых условиях);
- Результаты геофизических и гидродинамических исследований скважин.
- Информация по фонду скважин (эксплуатационный, прочий).
- История проведения ГТМ.
- Экономические параметры.

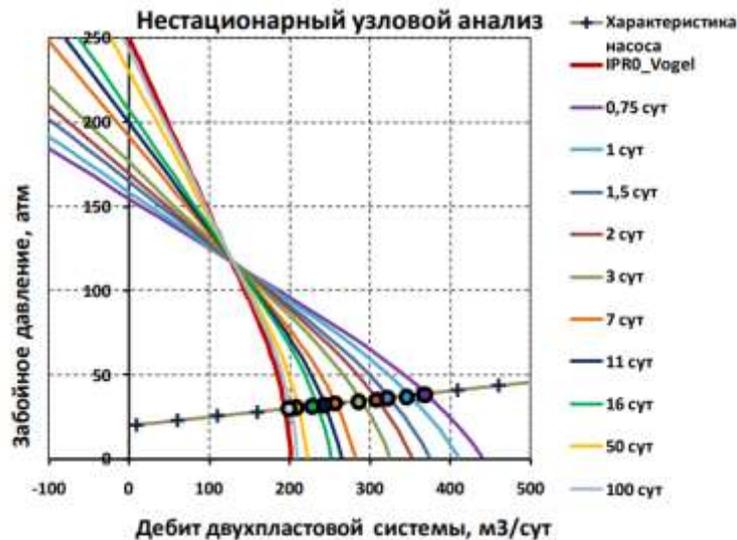
Далее этот набор данных по всем скважинам должен быть подвергнут критериальному отбору. В рамках данной работы рассматривались следующие типы ГТМ: гидравлический разрыв пласта (ГРП), обработка призабойной зоны пласта (ОПЗ), вывод скважины из бездействия (ВБД), перевод скважины на выше- и нижележащие горизонты (ПВЛГ, ПНГЛ), оптимизация насосного оборудования (ОПТ). Главным критерием применимости является принадлежность скважины к фонду и ее текущее состояние. Например, если скважина находилась в работе, она не может быть предложена системой на ВБД. Далее скважины проверяются на ряд выработанных критериев на основании технологических ограничений и опыта разработки. Критерии можно условно разделить на категории (таблица).

**Таблица**

**Пример условного деления критериев отсека на группы**

Геологические	Технологические	Конструкционные	Экономические
Малая мощность пласта	Высокая обводненность	ЭЦН с пакером (нельзя провести ГРП)	Низкий прирост нефти
Низкое пластовое давление	Высокий газовый фактор	Скважина с УЭЦН (нельзя предложить на механизацию)	Низкий прирост жидкости

Для корректной оценки потенциала учитывался накопленный производственный опыт и анализ научных трудов отечественных и зарубежных авторов. Так, для расчета дебита вертикальной скважины используется уравнение Дюпюи (при ОПЗ целевой скин-фактор равен 0, для ГРП – минус 4.7), для горизонтальной скважины используется формула Джоши. Для многостадийного гидроразрыва пласта на горизонтальной скважине использовалась формула Бабу-Оди [3]. Также важным методологическим инструментом служил узловой анализ (в том числе и нестационарный), который не только позволял анализировать эффективность насосного оборудования, но и оценивать дебит скважины, после приобщения к разработке еще одного пласта (рисунок 1).



**Рис. 1. Использование нестационарного узлового анализа при проведении ГТМ по приобщению пласта [2]**

Профили добычи флюида (нефть и жидкость) рассчитываются из темпов падения, которые характерны для данного месторождения. Усредненные темпы падения применяются для расчета добычи жидкости и нефти после проведения ГТМ на горизонте планирования 25 лет (рисунок 2).

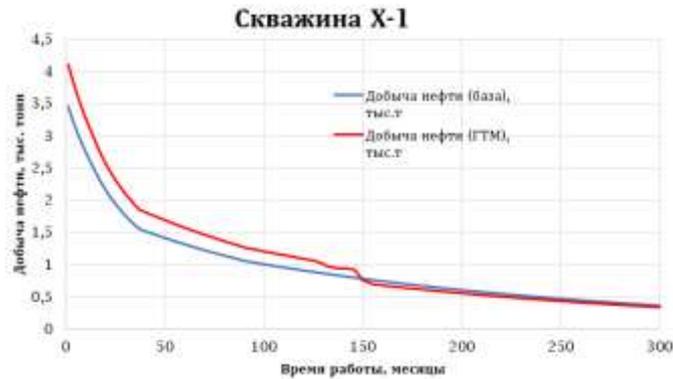


Рис. 2. Пример профиля добычи базового варианта эксплуатации скважины и варианта с применением ГТМ

Перед проведением расчетов, специалист может задать необходимые параметры (коэффициенты достижения, величины компенсаций и приростов, скин-факторы) на основании данных о конкретном месторождении и опыта его разработки.

После расчета и анализа соответствия скважин с ГТМ критериям отклонения, из базы данных со скважинами образуется 3 группы – кандидаты на ГТМ (критерии не сработали), не кандидаты на ГТМ (какой-то из критериев отклонения сработал), ошибки (некорректные значения данных, нефизичные приросты – для данных скважин необходимо дополнить исходные данные или проверить процесс расчета). Инженеры по разработке месторождений, оперируя с предложенной базой кандидатов, могут корректно спланировать программу проведения ГТМ на ближайшие месяцы.

Подводя итог, предлагается следующая оптимальная схема для эффективного процесса подбора ГТМ, которая представлена на рисунке 3.



Рис. 3. Принципиальная схема интегрированного подхода к подбору ГТМ с учетом критериального отбора

Данная методика успешно нашла свое применение в компании «Газпромнефть» в рамках проекта «Актив будущего» [2]. Так, эффект от ГТМ (подобранных программным продуктом на основе данной методики) для дочернего общества X в 2021 году составил более 130 миллионов рублей, что почти в два раза выше, чем в 2020 году. В других дочерних обществах программный продукт на основе описанного подхода также доказал свою эффективность.

Дальнейшим направлением развития метода может стать применение методов машинного обучения. Так, создание нейронной сети позволит проводить подбор оптимальных параметров ГТМ на основе скважин-аналогов (составы для ОПЗ, параметры ГРП). Также существует необходимость доработки методики для учета интерференционного взаимовлияния предлагаемых кандидатов для подбора наиболее оптимального комплекса ГТМ (для нескольких скважин). Помимо этого, для более оптимальной работы инструмента, необходимо учитывать уже накопленный опыт и историю согласования ГТМ на скважинах специалистами, чтобы улучшить автоматический подбор кандидатов в будущем.

Таким образом, в рамках данной работы был выработан оптимальный алгоритм подбора ГТМ на месторождениях Западной Сибири. Предложенный набор входных данных анализируется методом критериального отбора на базе программного алгоритма, на основании которого формируется база кандидатов на проведение ГТМ. Данная методика нашла активное применение в дочерних обществах компании «Газпромнефть». Её применение позволило не только упростить процесс работы с фондом скважин в целях подбора кандидатов на ГТМ, но и максимизировать прибыль от реализации мероприятий за счет дополнительной добычи нефти.

#### Литература

1. Мищенко Н. Т. Скважинная добыча нефти. Изд-во " Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И. Н. – 2003.
2. Юдин Е.В. и др. Новые подходы к оценке потенциала добычи//Нефтяное хозяйство. – 2021. – №. 11. – С. 114-119.
3. Babu D.K., Odeh A.S. Productivity of a horizontal Well // SPE-18298. – 1988. – <https://doi.org/10.2118/18334-MS>

4. Vogel J. V. Inflow performance relationships for solution-gas drive wells //Journal of petroleum technology. – 1968. – Т. 20. – №. 01. – С. 83-92.
5. Yudin E., Lubnin A. Simulation of multilayer wells operating //SPE Arctic and Extreme Environments Technical Conference and Exhibition. – SPE, 2011. – С. SPE-149924-MS.

### КИСЛОТНАЯ НЕФТЕВЫТЕСНЯЮЩАЯ КОМПОЗИЦИЯ НА ОСНОВЕ ГЭР

Сайденцаль А.Р.<sup>1</sup>, Козлов В.В.<sup>1,2</sup>, Шолидодов М.Р.<sup>1</sup>

Научный руководитель профессор Л.К. Алтунина<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

<sup>2</sup>Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Вовлечение в разработку запасов тяжелых высоковязких нефтей требует создания новых или оптимизацию существующих методов повышения нефтеотдачи пластов, в частности, комплексных физико-химических методов, основанных на применении химических реагентов для увеличения нефтеотдачи (таких как растворы ПАВ, кислот, щелочей и т. д.) [2]. Традиционно частью комплексных методов является закачка химических реагентов в пласт, которые оказывают влияние на породу пласта и пластовые флюиды. К сожалению, такие химические составы обладают определенным нерегулируемым набором физико-химических характеристик: фиксированные значения вязкости, pH и температуры застывания.

Альтернативным подходом к созданию химических композиций для комплексных физико-химических методов увеличения нефтеотдачи может выступить их разработка на принципах «зеленой химии», базирующихся на использовании глубоких эвтектических растворителей (ГЭР). Совсем недавно в литературе появились сведения о применении ГЭР в различных отраслях науки и промышленности. ГЭР представляет собой эвтектическую смесь кислот и оснований Льюиса и Бренстеда, характеризующуюся более низкой температурой плавления, чем температура плавления отдельных компонентов за счет делокализации заряда посредством водородных связей. Один компонент является акцептором, другой - донором водородных связей. Для приготовления ГЭР не требуется растворитель и отсутствует образование побочных продуктов, что немаловажно, а следовательно, не требуется дополнительная очистка конечного продукта [3].

В связи с вышеизложенным, большой научный и практический интерес представляет оценка возможности создания химических композиций для увеличения нефтеотдачи, на основе нового класса таких комплексных соединений.

В качестве основы рассматривалось создание трех бинарных систем ГЭР и одной тройной системы на их базе. В качестве компонентов выбраны полиол, аддукт неорганической кислоты и карбамид.

Для исследований были приготовлены ряды бинарных систем «борная кислота - карбамид», «глицерин - борная кислота», «глицерин - карбамид» путем механического смешения компонентов в молярном соотношении от 1:10 до 10:1. Для этого компоненты бинарной системы в заданном мольном соотношении помещались в колбу, которую нагревали на песчаной бане при постоянном перемешивании до образования прозрачного раствора. Расплав переливали в ступку и дожидались полного остывания. Остывшие полученные расплавы растирали в ступке до мелкого состояния (до однородного порошка). С помощью аппарата для измерения температуры плавления «Stuart SMP 30» определяли температуру плавления каждой бинарной смеси разного состава.

На основании полученных значений температур плавления бинарных смесей различного мольного состава строили диаграммы фазового равновесия (10 точек температуры плавления для каждой бинарной системы, по одной для каждого мольного соотношения), из которых находили соотношение компонентов, соответствующее эвтектическому составу ГЭР и температуру в точке эвтектики.

Бинарная система «борная кислота - карбамид» при соотношении 40 % мол. и 60 % мол. соответственно имеет одну точку эвтектики при 67 °С. Для бинарной системы «глицерин – борная кислота» характерна одна точка эвтектики при минус 26,5 °С для состава 30 % мол. борной кислоты и 70 % мол. глицерина. Для бинарной системы «глицерин – карбамид» так же характерна одна точка эвтектики при температуре кристаллизации минус 26,8 °С для состава 60 % мол. глицерина и 40 % мол. карбамида. Образования химических соединений не наблюдается во всех полученных бинарных системах.

Исходя из полученных данных диаграмм плавкости бинарных систем, была построена трехкомпонентная система «борная кислота - глицерин - карбамид». Для тройной системы «борная кислота - глицерин - карбамид» при соотношениях компонентов 18 % мол. борной кислоты, 38 % мол. карбамида и 44 % мол. глицерина, соответствующих эвтектическим составам в бинарных системах, температура кристаллизации составляет минус 38,9 °С. На рисунке представлена диаграмма состояния трехкомпонентной системы «борная кислота – глицерин – карбамид».

С использованием трехкомпонентной системы ГЭР «борная кислота – карбамид – глицерин», в соотношениях, соответствующих эвтектическим составам, и ПАВ создана кислотная нефтевытесняющая наноструктурированная композиция.

Физико-химические исследования полученной нефтевытесняющей композиции показали широкие возможности для регулирования ее свойств. Кислотная нефтевытесняющая композиция на основе ГЭР применима в широком интервале температур, от 10 до 250 °С. Можно регулировать плотность композиции от 1,1 до 1,3 кг/м<sup>3</sup>; вязкость – от единиц до сотен мПа·с; температуру застывания – от минус 20 до минус 60 °С. Значение водородного показателя pH находится в пределах 1,3–2,6.