

скважины с длиной горизонтального участка ствола более 880 м и скважины, на которых было проведено более 7 стадий ГРП.

4. В данной выборке наблюдается слабая корреляция зависимости стартовых показателей нефти и жидкости от количества стадий ГРП. Скорее всего это связано с технологическими ошибками при исполнении данной технологии [1].

Литература

1. Алероев А.А., Веремко Н.А., Чертенков М.В., Елкин С.В., «Модель для расчета дебита флюида горизонтальной скважины в зависимости от числа трещин ГРП» // Нефтяное хозяйство, 2016 - №1. Стр. 64-67.
2. Гилязов Р.М. Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 255 с.
3. Муляк В.В., Чертенков М.В., Шамсуаров А.А., Потрясов А.А., Шкандратов В.В., Шаламова В.И., Вахрушев В.В., Сартаков А.М. «Повышение эффективности вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов с применением многозонных гидроразрывов пласта в горизонтальных скважинах» // Нефтяное хозяйство, 2011 - №11. Стр. 48-51.
4. Чертенков М.В., «Подходы к планированию операции МГРП на примере юрских отложений Урьевского месторождения» // Нефтяное хозяйство, 2017 - №2. Стр. 76-77.
5. Чертенков М.В., Веремко Н.А., Метт Д.А. «Гидродинамические исследования скважин как инструмент оценки эффективности методов интенсификации добычи нефти» // Нефть, газ и бизнес 2015г. - №5. Стр. 60-63.
6. Чертенков М.В., Ковальчук С.П., Золова И.В., Козлов В.Я., Портянников А.Д., Видякин В.В. «Планирование и управление разработкой месторождений: новые подходы, современные решения» // Нефтяное хозяйство, 2013 - №9. Стр.82-85.

ИЗМЕНЕНИЕ СОСТАВА ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ ПРИ ЛАБОРАТОРНОМ МОДЕЛИРОВАНИИ ПРОЦЕССОВ НЕФТЕВЫТЕСНЕНИЯ

К.А. Степанцова, Д.И. Чуйкина

Научные руководители: доцент А.И. Левашова¹, ведущий инженер Д.И. Чуйкина²

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

² **ФГБУН Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия**

Современное развитие нефтедобывающей отрасли направлено на разработку месторождений с трудно извлекаемыми запасами нефти. Особенностью таких залежей часто являются сложное геологическое строение и ухудшенные коллекторные свойства. Для эксплуатации таких месторождений разрабатывают наиболее эффективные методы для увеличения нефтеотдачи, разнообразные по принципу действия. Наиболее актуальные исследования направлены на создания максимально автономных систем увеличения нефтеотдачи, основанных на использовании «интеллектуальных» композиций реагентов, неприхотливых к климатическим условиям транспортировки и хранения, не требующих дополнительной подготовки в эксплуатации и вместе с тем способных после закачки в пласт сохранять длительное время высокую нефтевытесняющую активность, а также увеличивать степень охвата пласта заводнением или иным активным воздействием. Разработка новых технологий не возможна без фундаментальных исследований, направленных на изучение состава остаточной нефти после применения заводнения, химических реагентов и т.д.

В ИХН СО РАН для увеличения нефтеотдачи месторождений с различными геолого-физическими условиями, в том числе залежей высоковязких нефтей Усинского месторождения, разработаны различные композиции: нефтевытесняющая кислотная композиция пролонгированного действия ГБК на основе ПАВ, аддукта неорганической кислоты и многоатомного спирта, а также загущенная композиция НИНКА на основе ПАВ, карбамида, солей аммония и алюминия с регулируемой вязкостью и щелочностью [1].

При техногенном воздействии на пластовую нефть, заключающемся в создании гидродинамических потоков воды и нефти в залежи, закачки вытесняющих агентов в продуктивный пласт и происходящих вследствие этого физико-химических процессов взаимодействия между пластовыми и закачанными жидкостями, наблюдается изменение состава и свойств добываемой нефти. В результате техногенного воздействия пластовая нефть выводится из состояния начального термодинамического равновесия между нефтяными компонентами с породой, пластовой водой и т.д. Вследствие этого происходят процессы перераспределения компонентов между подвижной и остаточной составляющими пластовой нефти, изменяются значения внутренней энергии системы: пластовая жидкость – поверхность коллектора [2]. Поэтому химический состав добываемых и остаточных нефтей существенно различается. Однако этот вопрос в литературе освещен недостаточно.

Для исследования изменения состава нефти на разных этапах вытеснения проводили на установке по физическому моделированию, согласно ГОСТа 39-195-86 применяли изовязкостную модель нефти, для чего к нативной нефти добавляли 30 % керосина. Вытеснение нефти проводили водой с последующим довытеснением композициями ГБК и НИНКА проводили из насыпной модели, состоящей из двух параллельных колонок высотой 90 см, диаметром 2 см, с различной проницаемостью.

Изучение состава включало в себя методы экстракции, жидкостно-адсорбционной хроматографии (ЖАХ), газовой хромато-масс-спектрометрии (ГХМС), электронной спектрометрии. Остаточную нефть экстрагировали с кернового материала смесью спирт : хлороформ. Дальнейшее разделение всех образцов нефти проводили по схеме, включающей в себя выделение асфальтенов холодным методом Гольде, и последующее элюирование масел и смол горячей экстракцией с силикагеля в аппарате Сокслета. Содержание масел, смол и асфальтенов определяли гравиметрическим методом. Фракции, содержащие углеводороды и металлопорфирины, были получены

последовательным элюированием растворителями различной полярности с оксида алюминия IV ст. активности по Брокману.

Методом ГХМС был детально исследован индивидуальный состав углеводородов (УВ): n-алканов, ароматических УВ – алкилбензолов, нафталинов, фенантронов, флуоренов, некоторых нафтеновых и нафтеноароматических УВ - сесквитерпанов, секогопанов, трициклических терпанов, гопанов и стеранов, моно- и триароматических стеранов, а также гетероциклических органических соединений – дибензотиофенов и дибензофуранов, содержащихся в масляной фракции нефти [3].

Таблица

Групповой и компонентный состав нефтей, полученных на различных этапах вытеснения

	ИВМ	Высокопроницаемая колонка, 2,11 Д		Низкопроницаемая колонка, 1,2 Д	
		НВ	ОН	НВ	ОН
Содержание, % масс.					
масла	74,6	76,5	57,9	77,6	55,2
смолы	18,0	17,0	30,5	15,7	27,6
асфальтены	7,4	6,5	11,6	6,7	17,2
Содержание, нмоль/г					
Ni-p	31	51	59	40	58
VO-p	177	181	240	170	201
Содержание, % отн.					
Алканы	68,2	71,9	23,2	72,3	22,1
Алкилбензолы	1,4	1,1	2,7	1,1	3,0
Нафталины	15,7	13,8	20,9	13,4	19,5
Фенантроны	4,1	3,6	17,9	3,8	17,2
Флуорены	0,9	0,8	3,8	0,9	4,0
Сесквитерпаны	3,2	3,0	5,0	2,9	4,7
Секогопаны	0,7	0,6	3,4	0,6	3,2
Триаром.стераны	0,1	0,1	0,5	0,1	0,6
Моноаром.стераны	0,4	0,6	2,9	0,6	3,3
Трициклические терпаны	0,6	0,5	2,5	0,5	2,3
Гопаны	2,5	2,0	8,7	2,0	10,8
Стераны	1,0	0,8	3,8	0,8	4,4
ДБТ	1,2	1,0	4,7	1,1	5,1
ИВМ – изовязкостная модель (70% масс. нефть + 30% масс. керосина)					
НВ – нефть, вытесненная водой и композициями					
ОН - остаточная нефть					

Для нефти Усинского месторождения характерно высокое содержание смол и асфальтенов. После воздействия нефтевытесняющих композиций ГБК и НИНКА на нефтенасыщенную керновую модель содержание смолисто-асфальтеновых компонентов в извлеченной нефти уменьшается, что показывает влияние композиций на состав добываемой нефти. Анализ экспериментальных данных показывает, что наибольшей степенью взаимодействия с твердой поверхностью обладает остаточная нефть, что приводит к ее обогащению асфальто-смолистыми компонентами. Изменение компонентного состава остаточной нефти по сравнению с исходной, для обеих колонок, имеет сходное направление (табл.1): уменьшается содержания масел в 1,3 раза в высокопроницаемой и в 1,4 раза в низкопроницаемой колонке, увеличивается содержание смол в 1,7 и в 1,5 раза, увеличивается содержание асфальтенов в 1,6 и в 2,3 раза. Спектральным методом были исследовано содержание никель- и ванадилпорфиринов в исходной, вытесненной водой и композициями, а также в остаточной нефти. Наличие металлопорфиринов в нефти одна из причин образования устойчивых пленок и эмульсий на поверхности нефть – вода и нефть – порода, что приводит к недостаточно полному вытеснению нефти из пористой среды. Изменение содержания металлопорфиринов приведено в табл. Для остаточной нефти характерно повышение содержание порфиринов в 1,4 и в 1,2 раза по сравнению с исходной. Металлопорфирины содержатся в смолисто-асфальтеновой части нефти, что хорошо согласуется с полученными данными: утяжеление остаточной нефти сопровождается повышением содержания исследованных компонентов.

По результатам исследования масляной фракции видно, что состав объединенной пробы нефти, вытесненной водой и композициями, характеризуется наибольшим повышением относительного содержания алканов (с 68 до 72 % отн.), снижением доли ароматических и нафтеновых УВ по сравнению с исходной пробой нефти. В связи с тем, что анализировалась объединенная проба, представленная суммой нефтей, доотмытых водой и композициями, более подробное влияние ПАВ на состав нефтей отследить не удалось.

Анализ группового состава остаточных нефтей показал более значимые изменения в распределении углеводородов. Наблюдается снижение доли алканов в 3 раза, увеличивается доля ароматических соединений: нафталинов в 1,2 - 1,4 раза, фенантронов в 4,2 – 4,4 раза, ароматических стеранов в 6,8 – 7,8 раз, суммы насыщенных циклических УВ в 3,2 – 3,6 раз, дибензотиофена в 4 – 4,3 раз по сравнению с исходной нефтью.

Из полученных результатов видно, что применение нефтевытесняющих технологий позволяет добывать нефть, содержащую меньшее количество полярных компонентов, которые сорбируются на породе. Знание об изменении состава добываемой и остаточной нефти может быть использовано для разработки новых технологий для

повышения нефтеотдачи, в частности каталитических методов. Полученные данные можно использовать для математического и 3D моделирования, вводя в расчеты содержание всех компонентов остаточной нефти.

Литература

1. Алтунина Л.К. Увеличение нефтеотдачи месторождений на поздней стадии разработки физико-химическими методами / Л.К.Алтунина, В.А. Кувшинов // Нефть Газ. Новации. – 2013. – № 8. – С. 18-25
2. Максудов Р.А., Орлов Г.И., Осипов А.В. // Технологии ТЭК. – 2005. – №6. – С.36-40.
3. Савиных Ю.В., Чуйкина Д.И. Динамика развития состава нефти при разработке Усинского месторождения // Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа: Материалы 7-ой Всероссийской научно-практической конференции [Электронный ресурс]. – Томск: Изд-во ИОА СО РАН, 2016. – С. 44-48.
4. Петрова Л.М. Формирование состава остаточных нефтей. Казань: Фэн, 2008. – 204 с.
5. Романов Г.В. Экспериментальное моделирование вытеснения сверхвязких нефтей растворителями с визуализацией и исследованием изменений физико-химических свойств нефтяных компонентов/Г.В. Романов//Георесурсы. – 2010. – № 2 (34). – С. 38-41

ПОДГОТОВКА И ВЕРИФИКАЦИЯ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ ПРОНИЦАЕМОСТИ ДЛЯ СОЗДАНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ

А.В. Степико

Научный руководитель – профессор. П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Гидродинамическое моделирование процессов добычи нефти и газа является мощным инструментом для определения показателей добычи, оценки эффекта геолого-технологических мероприятий и проектирования разработки месторождений. Но в настоящее время возможность применения моделирования при разработке месторождений сильно ограничена. Причина состоит в том, что для корректного проведения расчетов, к качеству исходных данных предъявляются достаточно высокие требования, которым соответствует лишь малая часть информации о месторождении.

Одним из важных фильтрационно-емкостных свойств горных пород является проницаемость. Распределение проницаемости в модели при адаптации и прогнозных расчетах может влиять на широкий спектр показателей разработки, начиная от пластового и забойного давления до прихода фронта воды на скважины. Проблема заключается в том, что при классическом подходе к определению данного свойства, на этапе адаптации поле проницаемости подвергается значительным корректировкам, так как исходное распределение не обеспечивает достижение исторических показателей разработки. Обоснованность внесенных изменений подтверждается только проведенными гидродинамическими расчетами.

Основной целью данной работы является проверка обоснованности применения данных проницаемости, полученных по геофизическим исследованиям скважин, а также доказать возможность использования исходных данных из других источников, таких как ГДИС и показатели добычи скважин.

Для достижения поставленной цели в рамках работы поставлен ряд задач:

1. Исследование методов получения исходных данных проницаемости
2. Построение тестовой модели на основе одного из крупных месторождений Томской области
3. Исследование и сравнение результатов моделирования, полученных с использованием данных проницаемости из разных источников
4. Построение универсальной методики подготовки исходных данных по ГДИС и МЭР

Согласно [1] наиболее точными источниками данных по проницаемости для гидродинамических моделей (ГДМ), являются: керновые исследования, испытания пластов, замеры дебитов и определения давлений при ГДИС. В качестве альтернативного источника исходных данных проницаемости были выбраны: ГДИС и история работы скважин. Это объясняется тем, что на исследуемом месторождении имеется большое количество ГДИС хорошего качества и большая история разработки.

При классическом подходе к вычислению проницаемости в модели, за основу берутся данные геолого-физических исследований скважин. Стоит отметить, что, зачастую, на практике определяют не саму проницаемость, а только корреляционную зависимость между пористостью и проницаемостью [2]. По результатам проведения серии каротажей (ПС, нейтронный, акустический, гамма-каротаж ГК) определяются исходные данные, которые после этого пересчитываются в коэффициент пористости. А затем по петрофизическим зависимостям вычисляется коэффициент абсолютной проницаемости [3]. Данный метод имеет два значительных недостатка. Первый это то, что метод является косвенным, – параметр проницаемости характеризует фильтрацию флюида в пористой среде, а по ГИС он пересчитывается из свойств пород, не связанных с фильтрацией. Вторым недостатком метода является малый объем исследования, по результатам исследования получается только вертикальное распределение проницаемости по стволу скважины, характер изменчивости поля проницаемости в межскважинном пространстве может значительно отличаться от значений в скважине.

Вторым рассматриваемым источником данных являются гидродинамические исследования скважин. Далее рассматриваются особенности этого типа данных и методика подготовки для моделирования.

Основными видами ГДИС для определения проницаемости являются анализ кривых падения и восстановления давления в скважине [4]. Несмотря на то, что в этом случае также нет непосредственного измерения