

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Поступила в редакцию 29.05.2024 г.

Принята к публикации 16.09.2024 г.

EDN: UHHDBZ

УДК 622.276.6(87)

Иванов Д.А.

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия, Denis.Ivanov@lukoil.com

Гудошников А.С.

ООО НГК «Горный», Москва, Россия, asg1971@mail.ru

Маркес Р.

Государственная нефтяная компания ПДВСА, Каракас, Венесуэла, marquezrb@pdvsa.com

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ БЛОКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ СВЕРХВЯЗКОЙ, СВЕРХТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ НА ЕСТЕСТВЕННОМ РЕЖИМЕ ВЫТЕСНЕНИЯ (НЕФТЯНОЙ ПОЯС ОРИНОКО)

Представлены результаты экспериментальной работы, проведенной в рамках снижения неопределенностей в прогнозном уровне добычи крупного проекта по добыче сверхвязкой нефти на естественном режиме (месторождение сверхтяжелой нефти, Венесуэла, нефтяной пояс Ориноко). Эксперимент является уникальным, так как его продолжительность составила 95 суток. Вытеснение сверхвязкой нефти на режиме истощения происходит за счет упругих сил (расширение нефти) и сил, связанных с выделением растворенного в отдельные пузырьки газа внутри единой нефтяной фазы. Отсутствие образования отдельной газовой фазы (после снижения давления ниже давления насыщения) в течение длительного периода свойственно практически всем сверхвязким нефтям, что подтверждено лабораторными и промысловыми данными. В условиях добычи сверхвязкой нефти при отсутствии подпорного водоносного горизонта или закачки агентов, данный эффект имеет критическое влияние на ключевые показатели, включая извлекаемые запасы нефти в зоне дренирования добывающей скважины.

Ключевые слова: *тяжелая нефть, высоковязкая нефть, месторождение сверхтяжелой нефти, вытеснение нефти на естественном режиме, нефтяной пояс Ориноко, Венесуэла.*

Для цитирования: Иванов Д.А., Гудошников А.С., Маркес Р. Особенности разработки блока месторождения сверхвязкой, сверхтяжелой нефти на естественном режиме вытеснения (нефтяной пояс Ориноко) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2024. - Т.19. - №3. - https://www.ngtp.ru/rub/2024/26_2024.html EDN: UHHDBZ

Введение

Добыча сверхвязкой, сверхтяжелой нефти на месторождении нефтяного пояса Ориноко сопровождается уникальными эффектами и явлениями, позволяющими разрабатывать пласты на естественном режиме. Сравнительно небольшой объем растворенного в нефти газа является основным механизмом режима вытеснения. При том, что давление насыщения практически равно начальному пластовому давлению, газ, тем не менее, не сразу выделяется в свободную фазу, удерживаясь сверхвязкой нефтью и становясь подвижным при определенных условиях. Для моделирования процессов вытеснения такой нефти наиболее важный характер приобретают два параметра: критическая газонасыщенность и псевдодавление насыщения.

Пренебрежение этими параметрами может привести к заниженному расчету потенциала

добычи месторождения. Соотношение вязкости нефти и газа равно один к миллиону, что делает нефтяную фазу практически неподвижной при использовании классических фундаментальных законов фильтрации (закон Дарси). Один из вариантов адаптации методики прогноза технологических показателей разработки - введение поправки в виде критической газонасыщенности, определенной экспериментально в лабораторных условиях либо эмпирически по фактическим данным истории разработки скважин.

Одна из основных целей статьи - представить историю результатов лабораторных экспериментальных исследований критической газонасыщенности и псевдодавления насыщения залежей сверхвязких нефтей, а также влияние данных параметров на прогноз показателей разработки.

История исследований

Результаты аналитических работ с количественным и качественным описанием эффектов, которые наблюдаются во время добычи сверхтяжелой нефти, на основании первых промысловых данных опубликованы в начале 1990-х гг., в это же время начаты масштабные лабораторные и теоретические исследования. К середине 1990-х гг. представлены основные гипотезы, которые не потеряли актуальности, так как существенного продвижения с момента первых публикаций не произошло. Эффекты по-прежнему остаются малоизученными. Первые опубликованные материалы определяют ключевые отличия добычи легкой и тяжелой нефти, на которые необходимо акцентировать внимание при прогнозировании добычи сверхтяжелой нефти на естественном упруго-напорном холодном режиме ниже давления насыщения [Maini, 1996].

При разработке сверхтяжелой нефти на естественном режиме растворенный газ начинает расширяться и двигаться вместе с нефтью, как часть жидкой фазы. Вытеснение нефти отчасти происходит на микроуровне за счет формирования пузырьков газа, которые увеличивают подвижность сверхвязкой нефти (эффект так называемой «вспененной нефти»).

Эксплуатация месторождения легких и тяжелых нефтей при давлении ниже давления насыщения имеет отличную динамику роста газового фактора, так как сопровождается различными фундаментальными процессами. При эксплуатации месторождения легкой нефти, где давление насыщения равно (или очень близко) к пластовому давлению, происходит резкий рост газового фактора с первых месяцев эксплуатации. При эксплуатации месторождений с тяжелой нефтью при аналогичных условиях ниже давления насыщения показатель добывающего газового фактора может оставаться равным начальному газосодержанию в течение длительного периода (до нескольких лет). Значение газового фактора при добыче высоковязкой нефти, в отличие от легкой нефти, не сопровождается

резкими скачкообразными увеличениями. Эти эффекты объяснены с помощью так называемого эффекта «псевдодавления насыщения». За счет неравновесного состояния газа и нефти фактическое давление насыщения при разработке сверхтяжелой нефти снижается до давления формирования отдельной газовой фазы, которое на 10-20% ниже давления насыщения. Соответственно изменения показателей газового фактора начинают происходить при снижении пластового давления ниже псевдодавления насыщения. Смещение давления насыщения при построении динамической модели также часто выражают в виде завышенных значений критической газонасыщенности. Объем добытой нефти, отобранный при низком газовом факторе, т.е. до снижения давления до псевдодавления насыщения для фактических разрабатываемых блоков месторождения нефтяного пояса Ориноко, составляет до 10% от начальных геологических запасов нефти в зоне отбора скважин.

Первые теоретические основы и модели, описывающие вышеприведенные эффекты, позволили скорректировать планы разработки месторождения. В частности, рост ожидаемого конечного коэффициента нефтеотдачи и объема извлекаемых запасов нефти на единицу площади позволил изменить плотность сетки скважин и увеличить их фонд, что в конечном итоге может привести к росту уровня добычи нефти.

Первые промысловые наблюдения, связанные с эффектами добычи со «вспененной нефтью», сделаны в Канаде [Loughead, Saltuklaroglu, 1992], где осуществлялись оперативный мониторинг и контроль разработки месторождений тяжелых нефтей. Подробное описание процессов на основании промысловых данных добычи нефти на месторождении нефтяного пояса Ориноко в Венесуэле опубликовано несколькими годами позже [Mirabal et al., 1996]. В статье также отражены результаты экспериментальных работ с насыпным керном и нефтью из месторождения Баре, расположенного на нефтяном поясе Ориноко. Приведенный анализ показателей добычи за 12-летний период показывает влияние эффектов «вспененной нефти» на долгосрочные показатели разработки.

Месторождение Баре является одним из старейших добывающих блоков месторождения высоковязких нефтей Фахи, имеет глубину залегания продуктивного интервала до 1200 м. Блок эксплуатируется как вертикальными, так и горизонтальными скважинами. Первые добывающие вертикальные скважины пробурены в начале 1980-х гг., горизонтальные скважины - в начале 1990-х гг. Начальные дебиты горизонтальных скважин достигали 2500 бар/сут (400 т/сут) сверхтяжелой нефти. Добыча на естественном упругонапорном режиме сопровождалась стабилизацией пластового давления на уровне 80-85% от начального. Добывающий фонд имеет низкую обводненность продукции (менее 10%), так как в зоне добычи нет активного водоносного горизонта. Источник воздействия, приводящий к стабилизации пластового давления, может быть объяснен только присутствием растворенного

газа и эффектом «вспененной нефти». В итоге объект имеет значительно более длительный срок эксплуатации скважин и повышенные извлекаемые запасы на естественном режиме по сравнению с прогнозными показателями без учета эффекта «вспененной нефти». На рис. 1 представлен пример работы скважин в таких условиях на крупном объекте в нефтяном поясе Ориноко в Венесуэле (значения не приведены ввиду наличия коммерческой тайны) в виде зависимости дебита нефти и газового фактора по двум осям Y от накопленной добычи нефти по оси X .

Скважины находятся на одной кустовой площадке без влияния водоносного пласта. Вначале режим работы скважин характеризуется режимом расширения флюидов и породы с резким снижением дебита нефти, далее происходит стабилизация дебита нефти по итогам небольшого роста показателя газового фактора. При режиме «вспененной нефти» осуществляется гомогенная фильтрация нефтяной и газовой фаз в виде единой мелкодисперсной среды. Скважины в конце срока переходят на другие режимы с прорывом газа и формированием отдельной газовой фазы с ростом значений газового фактора. В этот период наблюдаются два эффекта: классический режим растворенного газа с прорывом отдельной газовой фазы и режим «вспененной нефти». Фактические показатели демонстрируют, что за счет эффекта от «вспененной нефти» можно добиться двукратного увеличения объема извлекаемых запасов и конечного коэффициента извлечения нефти. Кроме анализа промысловых данных ниже приводятся результаты опубликованных лабораторных работ. PVT-анализ пластовой высоковязкой нефти проведен двумя методами (два эксперимента): первый - по стандартной методике дифференциального дегазирования с использованием механизма перемешивания для достижения равновесного состояния; второй - по особой методике в неравновесном состоянии без перемешивания флюидов при аналогичном снижении давления. В итоге, давление насыщения во втором эксперименте снизилось на 14 с 83 атм. при стандартном равновесном эксперименте, и до 69 атм. при нестандартном неравновесном эксперименте, или порядка 15%. Также приводятся сведения о фильтрационном эксперименте на режиме истощения. Для проведения данного эксперимента использовалась насыпная модель длиной 0,5 м. Модель заполнялась песком и насыщалась пластовой нефтью; имела проницаемость 16 Дарси, что превышает средние значения на месторождении. Скорость фильтрации ограничена 0,011 см³/мин. По итогам фильтрационного эксперимента при снижении давления до 32 атм. нефтеотдача составила 10%. По итогам проведенной экспериментальной работы определен объем газа, который находится в неравновесном состоянии или в критической газонасыщенности, которое равно 9%. *Таким образом, экспериментальные условия сильно отличались от пластовых (различные скорость фильтрации и проницаемость), и результаты имеют индикативный характер.*

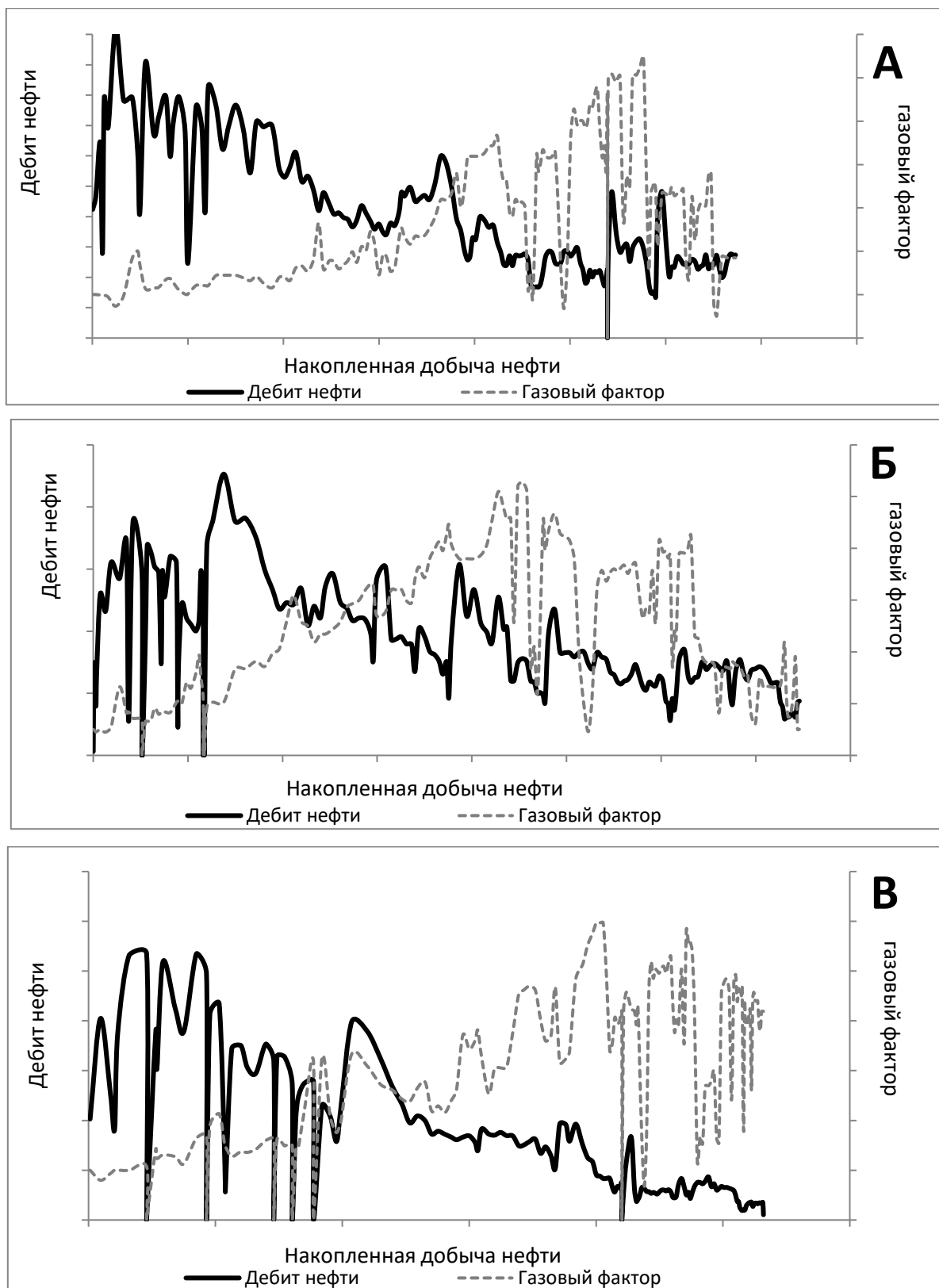


Рис. 1. Графики зависимости дебита нефти и газового фактора от накопленной добычи для скважин, работающих в условиях «вспененной нефти»

Аналогичные лабораторные работы с механизмом «вспененной нефти» [Sheng et al., 1996] также продемонстрировали, что необходимо учитывать механизм появления двухфазного неравновесного состояния. Эксперименты проводились с использованием нефти

со средней вязкостью 300 сПз, с начальным давлением 69 атм. и газосодержанием $20 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Модель имела проницаемость 3 Дарси и поровый объем равный 2 л. В процессе истощения на разных скоростях (0,006 атм./мин, 0,019 атм./мин и 0,036 атм./мин) замерялись давление, темп отбора нефти и газа. Продолжительность эксперимента составляла порядка 3-5 сут, в зависимости от заданной скорости фильтрации. Результаты анализировались с помощью двух моделей. Первая модель основана на базе коммерческого симулятора CMG STARS, когда макроскопические величины системы остаются неизменными во времени. Вторая модель с двумя дополнительными переменными учитывала изменение объема растворенного газа в нефти во времени. Первая переменная - это время перехода системы в равновесное состояние, вторая переменная - это частота объединения скопления пузырьков в отдельную газовую фазу. Результаты продемонстрировали необходимость использования неравновесной модели для корректного воспроизводства результатов. Равновесная модель предсказывает заниженное значение коэффициента нефтеотдачи, более высокие темпы отбора газа и падения давления по сравнению с экспериментальными значениями. Неравновесная модель способна отразить результаты более точно. Используя первую равновесную модель в качестве одной дополнительной переменной, добавлялись значения критической газонасыщенности, которые подбирались для воспроизводства экспериментальных данных. Значение критической газонасыщенности равной 9% получено с минимальной скоростью. При более высоких скоростях значение критической газонасыщенности необходимо увеличивать для получения наилучшего схождения данных эксперимента и модели.

С начала 2000-х гг. с вводом в разработку основных блоков месторождения нефтяного пояса Ориноко интерес к исследованию различных феноменов, связанных с эффектами «вспененной нефти», начал расти. Образование новых совместных предприятий на территории Венесуэлы с ведущими компаниями также привлекло большое число специалистов в области математического моделирования и экспериментальных исследований. Ниже приведено описание основных результатов этих работ.

В работе Дж. Франко демонстрируется попытка формирования детальной математической модели для описания эффекта «вспененной нефти» на базе проведенных экспериментальных работ [Franco et al., 2004]. Изложены результаты серии из двух экспериментов на метровой насыпной модели с проницаемостью 630 мД с использованием рекомбинированной нефти с вязкостью 308 сПз. Темп снижения давления отличался в разных экспериментах и составлял 8 и 0,8 атм/сут. Максимальный перепад давления в пластовых условиях - примерно в 10 раз меньше и равен 0,08 атм/сут. При максимальной скорости снижения давления (8 атм/сут) конечная нефтеотдача на естественном режиме достигла 35%, а критическая газонасыщенность - 17%. При низкой скорости снижения давления (0,8 бар/сут)

полученная конечная нефтеотдача составила 25%, критическая газонасыщенность - 5%. Цель работы - протестировать и вычислить основные параметры неравновесной аналитической модели, где за основу взято количество образованных пузырьков на кубометр. Динамика экспериментальной нефтеотдачи и роста показателя газового фактора использована для формирования аналитической модели. Аналитическая модель также включала кривые фазовых проницаемостей. Эксперимент протекал внутри рентгеновского сканера, который способен определить фазы насыщения вдоль модели с высокой точностью в тот или иной момент времени. Полученные значения критической газонасыщенности замерены экспериментально. Эксперимент является одним из первых, в рамках которого проведена количественная оценка динамики вытеснения нефти на естественном режиме в лабораторных условиях с соблюдением условий близких к пластовым. В качестве флюида использована менее вязкая нефть, чем сверхвязкая нефть месторождения Ориноко. Это обстоятельство является основным недостатком и существенно исказило результаты. Однако в целом подвижности флюидов сохранены за счет использования насыпной модели с пониженной проницаемостью. Другим недостатком является значение темпа перепада давления, которое в эксперименте значительно превышает значения в пластовых условиях.

В лаборатории института Интэвэп (Венесуэла) в конце 1990-х - начале 2000-х гг. реализованы продолжительные экспериментально-аналитические исследования. В рамках организации экспериментальных работ специалисты института имели доступ к нефтям и керну с месторождения нефтяного пояса Ориноко. Одно направление основывалось на исследовании PVT-свойств с замером сдвига давления насыщения до псевдодавления насыщения за счет образования неравновесного двухфазного состояния [Kamp et al., 2001]. Необходимое время для перехода из неравновесного состояния в равновесное получено расчетным путем с использованием фундаментальных формул, где время перехода зависит от диаметра газовых пузырьков и вязкости нефти. Необходимое расчетное время для достижения равновесного состояния нефти в условиях PVT-экспериментов (без пористой среды) составляет несколько суток. Сдвиг давления насыщения за счет этих эффектов достигал 25% (с 47 до 35 атм.).

Второе направление относится к фильтрационным исследованиям с использованием насыпной модели длиной 0,5 м [Andarcia, Kamp, Vaca, 2001]. Модель имела проницаемость 11 Дарси, а скорость фильтрации задавалась равной 0,01 см³/сек. По результатам 4-х дневного теста получена нефтеотдача 9%. Критическая газонасыщенность на основании расчетов по материальному балансу равна 8,3%. Разница между давлением насыщения и псевдадавлением насыщения - 19 атм. (69 атм. давление насыщения и 49 атм. псевдадавление насыщения). Более детальное описание аналогичного эксперимента приведено во внутреннем отчете института

Интэвэп (D. Andarcia et al., Intever, Caracas, 2000). Серии экспериментов отличались флюидами и скоростью фильтрации. Для каждого из них готовилась определенная смесь высоковязкой нефти и природного газа с разным объемом растворенного газа и начальным давлением насыщения. Согласно отчету, критическая газонасыщенность, полученная путем расчета по материальному балансу, равна 7-12,8%, коэффициент извлечения нефти достигает 16-20%. Авторам удалось довести эксперименты до конца (до предельной нефтеотдачи) и минимального давления порядка 7 атм. и газового фактора порядка 210-347 м³/м³. Сделана попытка продемонстрировать влияние газового фактора (давления насыщения) и скорости фильтрации на показатели разработки. При сравнении двух экспериментов с одинаковым газовым фактором (давлением насыщения) и разной скоростью наблюдается следующее: динамика нефтеотдачи - в целом схожая, нефтеотдача при более высокой скорости - выше, и разница увеличивается по мере снижения давления. Тем не менее, ключевые точки перегибов, включая псевдодавление насыщения, практически равны. Образование свободной фазы газа, при которой резко снижается подвижность нефти, происходит при одинаковом давлении для обоих экспериментов - 48 атм. (при давлении насыщения 76 атм.), эта точка и называется псевдодавлением насыщения. Однако, нефтеотдача при более высокой скорости фильтрации выше в данной точке (при псевдодавлении насыщения), соответственно, критическая газонасыщенность зависит от скорости фильтрации. Для высокой скорости фильтрации критическая газонасыщенность равна 12,8%, для низкой скорости фильтрации - 7,4%. При сравнении двух экспериментов, проведенных на одинаковых скоростях с использованием разной рекомбинированной нефти с разным газосодержанием и давлением насыщения (76 и 55 атм.), наблюдается полное отличие динамики нефтеотдачи при одинаковой скорости фильтрации. Однако, несмотря на различие в псевдодавлении насыщения (51 против 39 атм.) в двух исследованиях (на высокой скорости 0,011 см³/мин фильтрации), отмечается идентичная нефтеотдача на момент достижения псевдодавления насыщения. Соответственно, критическая газонасыщенность в двух экспериментах - одинаковая и равна 12,4%. Авторы этой работы создали методику проведения исследований эффекта «вспененной нефти» в лаборатории исследовательского центра.

В Китае в 2013 г. выполнена серия лабораторных опытов по определению зависимости псевдодавления насыщения от скорости снижения давления в комплексе с исследованием показателей добычи нефти из месторождения нефтяного пояса Ориноко [Sun et al., 2013]. Экспериментально определена конечная нефтеотдача при разной скорости фильтрации. Использовалась длинная насыпная модель (50 см), насыщенная рекомбинированной сверхтяжелой нефтью. Заданные скорости фильтрации и снижения давления насыщения - на несколько порядков выше пластовых, и результаты имеют индикативный качественный

характер. Минимальная скорость фильтрации равна 4 атм./час, при которой достигнута нефтеотдача 17%. При высокой скорости фильтрации (16 атм./час) конечная нефтеотдача повышается до 23%, но такие скорости могут быть достигнуты только в призабойной зоне. РVT исследования проведены с минимальной скоростью равной 10 атм./сут. Псевдодавление насыщения, при котором образовалась отдельная газовая фаза, по результатам эксперимента равно 70% от давления насыщения. Из-за недостатка прямых экспериментальных замеров применялся также метод «обратного счета» критической газонасыщенности для воспроизведения истории разработки месторождений. Расчетное значение критической газонасыщенности равно 5%. Значение критической газонасыщенности использовалось для воспроизводства (адаптации) истории разработки на гидродинамической модели.

Фильтрационные лабораторные исследования для замера характеристик течения высоковязких нефтей на естественном режиме в пористой среде осуществлялись в течение 30 лет, с конца 1980-х гг. Все работы реализованы в рамках конкретных проектов по добыче сверхвязких нефтей и нацелены на снижение неопределенности долгосрочных показателей. *Тем не менее, анализ лабораторных экспериментов показал, что полученные результаты носят ориентировочный характер, т.к. в большинстве случаев авторам не удалось смоделировать пластовые условия по тем или иным причинам* (например, отсутствие образцов сверхвязкой нефти в необходимом объеме для проведения эксперимента, завышенные скорости фильтрации, значительно превышающие значения при фактическом дренировании залежей и т.д.).

Экспериментальные лабораторные исследования для блока месторождения высоковязкой нефти в нефтяном поясе Ориноко

С целью снижения неопределенностей в фазовых проницаемостях (значения критической газонасыщенности) проведена лабораторная работа с привлечением института Интэвэп. Для подготовки насыпной модели из интервала объекта Олигоцен отобран керн со средней проницаемостью 4,000 мД. В соответствии с формулой Эфроса (критерий подобия в стандарте¹ [Эфрос, 1963]), длина насыпной модели с проницаемостью 4 Дарси должна составлять 1 м. Для соблюдения критерия подобия использована насыпная модель длиной 1 м и диаметром 5,4 см. Модель изготовлена из промытого песчаника, отобранного из скважины. Проведение лабораторных работ на удлинённой модели позволит максимально приблизить лабораторные условия к пластовым и минимизировать систематические ошибки, связанные с неравномерным вытеснением. После подготовки насыпных моделей, в соответствии со

¹ *Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации. Отраслевой стандарт, 1989. - 35 с.*

стандартом ASTM G120-95, модели насыщались рекомбинированной нефтью. Модель первоначально насыщали водой, далее, нефтью вытесняли воду до получения остаточной водонасыщенности при давлении 40 атм.

Подготовка рекомбинированной пробы нефти осуществлялась на установке в соответствии с внутренним стандартом института Интэвэп для тяжелых нефтей. В емкости подавалась дегазированная нефть и природный газ с соответствующим составом. В течение недели система уравнивалась до получения однофазовой смеси за счет механического перемешивания. Рекомбинированная нефть готовилась с целевым значением давления насыщения равным 39 атм. при заданной пластовой температуре равной 46°C. Модель природного газа задавалась в виде двухкомпонентной смеси 90% мольной доли метана и 10% мольной доли углекислого газа, что соответствовало среднему составу растворенного газа месторождения нефтяного пояса Ориноко. Контроль рекомбинации нефти проводился путем сравнения полученного газового фактора при стандартной сепарации и подготовленной PVT-модели для целевого состава. Показатель газового фактора рекомбинированной нефти - $7,5 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Значение вязкости рекомбинированной нефти равно 10,000 сПз. Данную смесь использовали для насыщения насыпной модели для реализации фильтрационных экспериментов на естественном упругом двухфазном режиме. В табл. 1 представлены основные параметры модели.

Эксперимент проведен при скорости фильтрации, которую можно задавать и регулировать. С целью определения целевых скоростей фильтрации выполнены расчеты перепада давления для пластовых и лабораторных условий. Расчет Целевого градиента давления в экспериментальной фильтрационной модели осуществлен с помощью формулы закона Дарси с использованием вязкости нефти равной 10,000 сПз, проницаемостью 4 Дарси и геометрическими параметрами насыпной модели. Градиент давления для пластовых условий оценен с помощью гидродинамического симулятора CMG STARS. Результаты расчетов представлены в табл. 2 и 3.

Горизонтальные добывающие скважины месторождения в нефтяном поясе Ориноко эксплуатируются при очень высоких депрессиях - 70% от пластового давления. Расчетный градиент давления в зоне отбора на расстоянии 50 м от продуктивной части горизонтальной скважины составляет порядка 0,01 атм./м. Для получения данного перепада давления необходимо проводить эксперимент при скорости 0,001 см³/мин, что займет порядка 200 сут, что является неприемлемым. С другой стороны, использование скорости фильтрации, равной 0,01 см³/мин, создаст недопустимые условия перепада давления в насыпной модели, равного более 1,4 атм./м. Резкие перепады давления, вероятно, вызовут процессы, которые не происходят в пласте, и результаты эксперимента будут некорректными. Соответственно,

скорость фильтрации, равная $0,002 \text{ см}^3/\text{мин}$. является оптимальной с точки зрения времени проведения эксперимента и минимизации градиента давления, который в этих условиях будет соответствовать значениям, свойственным фильтрации за пределами призабойной зоны (менее $0,35 \text{ атм./м}$). С целью соблюдения скоростей фильтрации равным пластовым, эксперимент на истощение проводился со скоростью фильтрации $0,002 \text{ см}^3/\text{мин}$. Данная скорость относится ко всем фазам, которые выходят из насыпной модели, включая нефть и выделившийся свободный газ при рабочем текущем давлении.

Таблица 1

Параметры модели «slim-tube»

Длина (см)	100
Диаметр (см)	5,89
Абсолютная проницаемость K_a (Дарси)	3,1
Пористость (%)	28,83
Поровый объем (см^3)	687,1457
Объем нефти (см^3)	600,81
Насыщенность нефти S_o (%)	0,89
Связанная водонасыщенность S_{wirr} (%)	0,1256
Плотность нефти API	8,25
Газовый фактор ГФ $\text{м}^3/\text{м}^3$	7,5
Температура ($^{\circ}\text{C}$)	46
Плотность воды ($\text{г}/\text{см}^3$)	1,001
Плотность дегазированной нефти ($\text{г}/\text{см}^3$)	1,0125
Объем растворенного газа (см^3) при SC	4629,2
Объёмный коэффициент нефти	1,04
Вязкость рекомбинированной нефти (сПз)	10000

Таблица 2

Расчетные скорости фильтрации и градиента давления

Расстояние от забоя, м	10	20	50	100	150
Период добычи	Градиент давления атм./м				
6 месяцев	0,89	0,37	0,12	0,03	0,01
1 год	0,73	0,35	0,18	0,06	0,02
2 года	0,58	0,29	0,17	0,10	0,04
3 года	0,50	0,26	0,16	0,12	0,06

Таблица 3

Расчётный градиент давления в насыпной модели при разных скоростях

Скорость фильтрации, $\text{см}^3/\text{мин}$	0,005	0,003	0,002	0,001
Расчетный градиент давления, атм./м	0,74	0,45	0,30	0,15
Время экстракции 35% порового объема, сут	39	65	97	195

Насыпная модель располагалась вертикально. Закачка агентов для насыщения проводилась сверху. Извлечение нефти и газа проходило снизу. Затем осуществлялось поэтапное снижение давления. В нижней части модели проводился сброс давления до заданного значения, создавая необходимый градиент давления в модели. Перепад давления устанавливался на необходимом минимальном уровне для соблюдения заданной минимальной скорости фильтрации. Давление в нижней и в верхней частях модели оставалось неизменным в течение нескольких дней. За это время нефть и растворенный газ двигались по модели вниз через пористую среду. Нефть перетекала в отдельную емкость, расположенную в нижней части установки, за счет влияния естественных природных сил. Давление в емкости задавалось равным давлению в нижней части модели. По итогам завершения каждого этапа замерялся объем высвободившихся нефти и газа. Длительность этапа составляла не менее 1 недели, по его завершении осуществлялись расчеты показателя газового фактора и объема извлеченных нефти и газа. Промежуточные результаты использовались для определения градиента давления и продолжительности следующего этапа. Общая длительность одного эксперимента составила 95 сут и разделена на 12 этапов снижения давления. На рис. 2 представлен общий вид модели.

Эксперимент проведен до атмосферного давления, но контроль над скоростью фильтрации практически утрачен после достижения давления 13,8 атм. Результаты эксперимента ниже 13,8 атм. не использовались в анализе, так как скорость фильтрациикратно превышала целевые значения. Необходимо отметить, что при эксплуатации скважины на естественном режиме, снижение пластового давления в зоне дренирования ниже 13,8 атм. практически невозможно. Это обусловлено тем, что минимальное забойное давление ограничено характеристиками насоса и составляет порядка 7-10 атм. Характеристики насоса также не позволяют добывать объем нефти менее 5-10 т/сут, что вносит ограничения на минимальную депрессию. Полученная зависимость коэффициента вытеснения от давления представлена на рис. 3, на рис. 4 - динамика изменения показателя газового фактора от давления.



Рис. 2. Фото модели «Slim-tube» в вертикальном положении

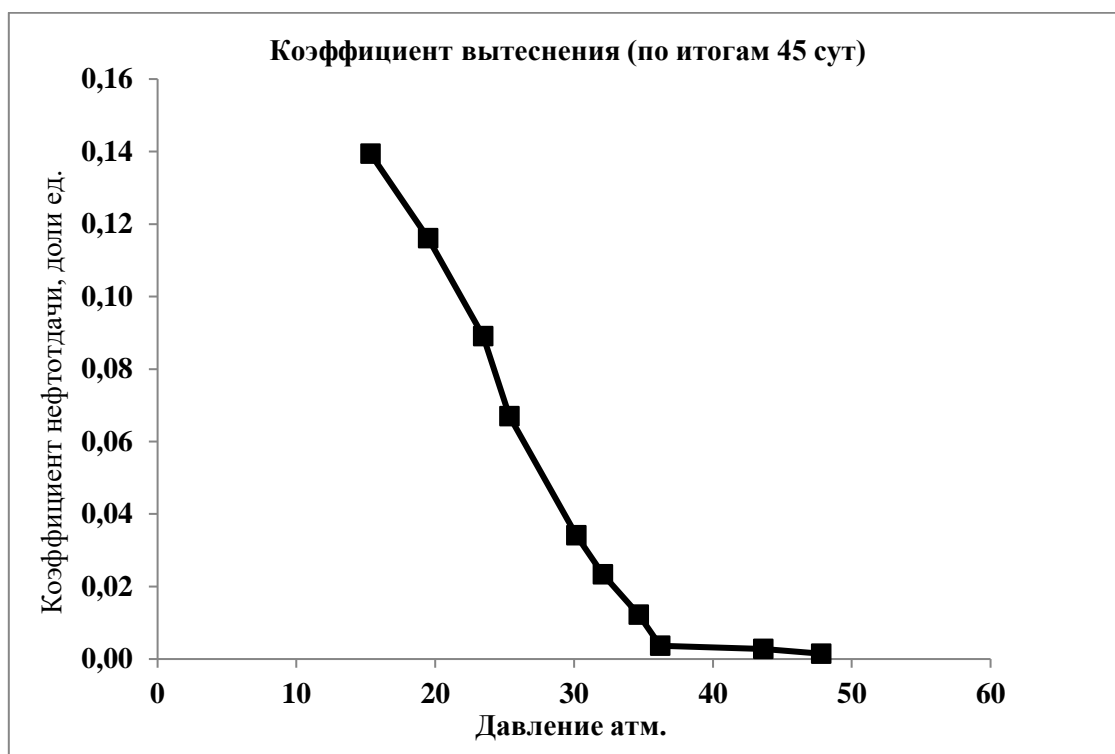


Рис. 3. График динамики давления и коэффициента нефтотдачи в модели «slim-tube»

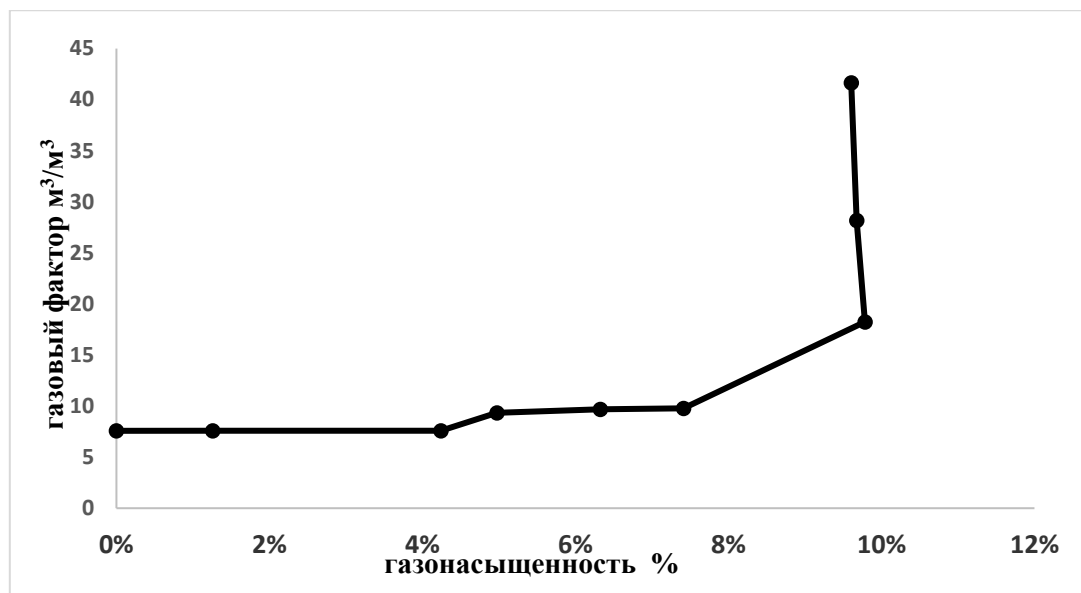


Рис. 4. График расчетной газонасыщенности и динамики показателя газового фактора в модели «slim-tube»

Газонасыщенность в модели на каждом этапе оценивается по материальному балансу. Объем свободного газа для конкретного давления принимается в соответствии с PVT-моделью, подготовленной на основании условий рекомбинации с учетом давления насыщения, газосодержания и растворимости газа и объема отобранного газа и нефти. Перепад давления используется в качестве исходной информации для вычисления объема выделившегося газа. Расчет объема не извлеченного природного газа в модели на каждом этапе является ключевым звеном в алгоритме расчёта газонасыщенности. Объем не извлеченного газа состоит из растворенного газа в нефти и из свободного газа. Объем растворенного газа оценивается в соответствии с PVT-моделью, что позволяет рассчитать объем свободного газа в модели в стандартных условиях. Объем свободного газа далее переводится в объемы при давлении в модели с учетом значения сверхсжимаемости для получения газонасыщенности. Свободная независимая газовая фаза и газовые пузырьки внутри нефтяной фазы определяются как газонасыщенность. На первом этапе эксперимента, до роста показателя газового фактора, отсутствует свободная независимая газовая фаза. Весь выделившийся газ на первом этапе находится внутри нефтяной фазы в виде пузырьков. Этот объем определяется как критическая газонасыщенность для режима «вспененной нефти» равной 7,5%. В табл. 4 представлен порядок расчета газонасыщенности в модели. На начало проведения комплексных экспериментальных фильтрационных исследований диапазон неопределенности в значении критической газонасыщенности составлял $\pm 80\%$ на основании аналоговых исследований. По итогам завершения одного эксперимента неопределенность опустилась до $\pm 50\%$. Соответственно, неопределенности в долгосрочном прогнозе добычи на месторождении в нефтяном поясе Ориноко снижены почти в полтора раза.

Расчет газонасыщенности в модели

Среднее давление модели, атм.	Расчетное газосодержание (PVT-модель), м/м ³	Содержание газа в свободном состоянии (PVT-модель), м ³ /м ³	Оставшийся объем нефти СУ, см ³	Суммарный объем высвободившего газа, СУ, см ³ (PVT-модель)	Накопленная добыча газа, СУ (замер) см ³	Суммарный не извлеченный объем газа, СУ, см ³	Объем растворенного газа, СУ, см ³	Объем газа в свободном состоянии, СУ, см ³	Коэффициент сверх сжимаемости газа	Объемный коэффициент нефти	Объем свободного газа, см ³	Доля оставшегося газа от порового объема (газонасыщенность)
47,8	7,6	0,0	600	0	7	4622	4622	0	0,93	1,040	0	0
43,6	6,9	0,7	599	403	13	4616	4213	403	0,94	1,036	9	0,013
36,2	5,7	1,8	599	1118	17	4612	3494	1118	0,94	1,031	29	0,042
34,7	5,5	2,1	593	1257	66	4563	3315	1248	0,95	1,028	34	0,050
32,1	5,1	2,5	587	1487	132	4497	3033	1463	0,95	1,026	43	0,063
30,2	4,8	2,8	580	1648	197	4432	2823	1610	0,95	1,025	51	0,074
25,3	4,0	3,5	560	2028	565	4064	2290	1774	0,96	1,022	67	0,098
23,4	3,7	3,8	547	2148	947	3682	2069	1614	0,97	1,019	66	0,097
19,5	3,1	4,5	531	2423	1639	2991	1668	1323	0,97	1,016	66	0,096
15,3	2,4	5,1	517	2704	2298	2331	1279	1052	0,98	1,013	67	0,098
7,9	1,3	6,3	440	2830	2995	1634	563	1071	0,99	1,006	134	0,194
4,1	0,7	6,9	416	2926	3784	845	277	567	0,99	1,003	136	0,198

СУ - стандартные условия.

Выводы

Многолетний опыт добычи сверхтяжелой нефти на естественном режиме показал, что данный процесс сопровождается уникальными явлениями, связанными с поведением растворенного газа в процессе дренирования пластов, которые положительно влияют на продуктивность скважин и величину извлекаемых запасов нефти.

Уникальность проведенных исследований для месторождения в нефтяном поясе Ориноко состоит в том, что впервые в лабораторных условиях воспроизведены пластовые значения вязкости, проницаемости, давления насыщения, газосодержания и скорости фильтрации.

Диапазон неопределенности в значении критической газонасыщенности для блока месторождения в нефтяном поясе Ориноко снижен с ± 80 до $\pm 50\%$.

Работа выполнялась и частично финансировалась государственной нефтяной компанией ПДВСА (Венесуэла) в период 2017-2018 гг. на территории научного института Интэвэп. СП Петромиранда с участием российских компаний предоставило необходимые образцы нефти и керна. Работа также частично финансировалась из личных средств одного из авторов (Д.А. Иванова).

Литература

Эфрос Д.А. Исследование фильтрации неоднородных систем. - Ленинград: Ростоптехиздат, 1963. - 351 с.

Andarcia L., Kamp A.M., Vaca P. Heavy oil solution gas drive in the Venezuelan Orinoco belt: Laboratory experiments and field simulation // SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium (Porlamar, Margarita Island, Venezuela March 12-14, 2001). - 2001. - SPE 69715. DOI: [10.2118/69715-MS](https://doi.org/10.2118/69715-MS)

Franco J., Zaleski S., Cordelier Ph.R., Terpolilli P., Tardy P., Bayon Y. A new macroscopic nucleation model for simulation of the solution gas drive in heavy oils // Presented at 5th Canadian petroleum conference (Calgary, June 2004). - 2004. - P. 106. DOI: [10.2118/2004-106](https://doi.org/10.2118/2004-106)

Kamp A.M., Heny C., Andarcia L., Lago M., Rodriguez A. Experimental investigation of foamy oil solution gas drive // SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium (Porlamar, Margarita Island, Venezuela. March 12-14, 2001). - 2001. - SPE 69725. - 2001. DOI: [10.2118/69725-MS](https://doi.org/10.2118/69725-MS)

Loughead D.J., Saltuklaroglu M. Lloydminster heavy oil production: Why so unusual // 9th Annual Heavy Oil and Oil Sands Technology Symposium (Calgary, March 11, 1992).

Maini J. Foamy oil flow in heavy oil production // Journal Canadian Petroleum Technology. - 1996. - V. 35 (06). - No. Pagination Specified. DOI: [10.2118/96-06-01](https://doi.org/10.2118/96-06-01)

Mirabal M., Gordillo R., Rojas G., Rodrigues H., Huerta M. Impact of foamy oil mechanism on the Hamaca oil reserves // SPE Latin America/Caribbean Petroleum Engineering Conference April (Port-of-Spain, Trinidad 23-26, 1996). - 1996. - SPE 36140. DOI: [10.2118/36140-MS](https://doi.org/10.2118/36140-MS)

Sheng J.J., Hayes R.E., Maini B.B., Tortike W.S. A dynamic model to simulate foamy oil flow in porous media // SPE Annual Technical Conference and Exhibition (Denver, Colorado, October 6-9, 1996). - 1996. - SPE 36750. DOI: [10.2118/36750-MS](https://doi.org/10.2118/36750-MS)

Sun X., Zhang Y., Li X., Cui G., Gu J. A case study on foamy oil characteristics of the Orinoco belt, Venezuela // CS Canada advances in petroleum exploration and development. - 2013. - Vol. 5. - No. 1. - P. 37-41. DOI: [10.3968/j.aped.1925543820130501.1058](https://doi.org/10.3968/j.aped.1925543820130501.1058)

This is an open access article under the CC BY 4.0 license

Received 29.05.2024

Published 16.09.2024

Ivanov D.A.

LLC "LUKOIL-Engineering", Moscow, Russia, denis.ivanov@lukoil.com

Gudoshnikov A.S.

NGK "Gornyi", Moscow, Russia, Asg1971@mail.ru

Marquez R.

Venezuelan state oil company PDVSA, Caracas, Venezuela, marquezrb@pdvsa.com

DEVELOPMENT FEATURES OF SUPER-VISCOUS, EXTRA-HEAVY OIL FIELD BLOCK UNDER NATURAL DRIVE (ORINOCO OIL BELT)

In this paper, experimental researches carried out in order to reduce uncertainties in the forecast of the production profile of a large project aimed at producing extra-viscous oil by natural depletion. The experiment is unique because its duration was 95 days. The displacement of extra-viscous oil by depletion occurs due to elastic forces (expansion of oil) and those associated with the release of dissolved gas into separate bubbles within a single oil phase. The fact that no separate gas phase forms over a long period (after the pressure lowers below the bubble point pressure) is typical for almost all extra-viscous oils and has been proven by field data and laboratory tests. The degree of influence of this effect has not been well quantified. Nevertheless, under conditions of extraction of extra-viscous oil without the injection of chemical agents, this effect has a critical impact on key reservoir performance parameters, including recoverable oil reserves in the drainage zone of the production well. An overview of the key studies describing the processes occurring during the extraction of extra-heavy oils by displacement natural drive, on the basis of laboratory study and field operations experience is also provided.

Keywords: heavy oil, extra-viscous oil, extra-heavy oil field, displacement by natural drive, Orinoco oil belt, Venezuela.

For citation: Ivanov D.A., Gudoshnikov A.S., Marquez R. Osobennosti razrabotki bloka mestorozhdeniya sverkhvyazkoy, sverkhtyazheloy nefi na estestvennom rezhime vytesneniya (neftyanoy poyas Orinoko) [Development features of super-viscous, extra-heavy oil field block under natural drive (Orinoco oil belt)]. Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika, 2024, vol. 19, no. 3, available at: https://www.ngtp.ru/rub/2024/26_2024.html EDN: UHHDBZ

Introduction

The extraction of the extra-viscous, extra-heavy oil in Orinoco heavy oil belt in Venezuela is accompanied by unique effects and phenomena that allow oil production using only the natural depletion mechanism. The comparatively small volume of gas dissolved in the oil is the main mechanism of the displacement processes. While the bubble point pressure is practically equal to the initial reservoir pressure, the gas, nevertheless, is not immediately released into the free phase, retained by extra-viscous oil, and becomes mobile under certain conditions. In order to model the displacement processes of such oil, two most important parameters need to be considered: critical gas saturation and pseudo-bubble point pressure.

Ignoring the effect of these parameters may lead to an underestimation of the field's production potential. In the classical approach, considering oil and gas as two separate independent phases, the ratio of viscosity and mobility of gas and high-viscosity oil will be on the order of one in a million.

One of the options for adapting the model used to forecast the field production is to introduce an amendment in the form of high critical gas saturation, determined experimentally under laboratory conditions or empirically based on actual well development history data.

One of the main goals of this article is to provide an overview of the findings of laboratory experimental studies of critical gas saturation and pseudo-pressure saturation of extra-viscous oil accumulations, as well as the influence of these parameters on the forecast of development indicators.

Overview

Papers containing a quantitative and qualitative description of the effects that are observed during the extraction of super-heavy oil, based on the first commercial production data, were published in the early 1990's. Also, at the same time, large-scale laboratory and theoretical studies in this field were started. By the mid-1990s, the basic hypotheses, theories, and assumptions for these effects were formed on the basis of analytical and laboratory studies. These assumptions and hypotheses have not lost relevance today, as there has been no significant progress since the first landmark publications. Key differences in the extraction of light and heavy oil have been identified, which must be emphasized when forecasting the production of extra-heavy oil by natural depletion with solution gas below bubble point pressure [Maini, 1996].

When developing extra-heavy oil by natural depletion, the dissolved gas begins to expand and move along with the oil as part of one single liquid phase. Oil is partially displaced at the micro level due to the formation of gas bubbles, which has the effect of increasing the mobility of extra-viscous oil (the so-called "foamy oil" effect).

The dynamics of gas-oil ratio increase for production in a reservoir with bubble point pressure close to initial pressure fields with light and heavy oils is very different. When developing a field with light oil, where the bubble point pressure is equal (or very close) to the reservoir pressure, a sharp increase in the gas-oil ratio occurs starting from the first months of operation. The dynamics of growth of the gas-oil ratio for heavy oil is significantly different. The background gas-oil ratio, equal to the dissolved gas content, may be observed for a long period of up to several years in heavy oil production. The rate of increase in the gas-oil ratio is also significantly lower for high-viscosity oil compared to light oil.

These effects may be explained with the so-called "pseudo-bubble point pressure effect". Due to the non-equilibrium state of gas and oil, the actual bubble point pressure during the development of extra-heavy oil is lower than the equilibrium state bubble point pressure when a separate gas phase forms, by 10-20%. Changes in the gas-oil ratio begin to occur only when the reservoir pressure decreases below the pseudo-bubble point pressure. Bubble point pressure reduction in the dynamic model is also often expressed in the form of the artificially increased value of critical gas saturation.

The volume of oil produced at a low gas-oil ratio, i.e. before the pressure drops to the pseudo-bubble point pressure, may amount to 10% of the initial oil-in-place in drainage zone of the well on the basis of the field operation data of the developed blocks in the Orinoco oil belt.

The first theoretical foundations and models describing these effects made it possible to adjust development plans. In particular, an increase in the expected final oil recovery factor increases the volume of recoverable oil reserves per unit area, which makes it possible to increase the density of the well pattern and increase the well stock. An increase in the well stock ultimately leads to an increase in the level of oil production from fields.

Based on the outcome of the first theories and mathematical models describing these effects, subsequent tasks for field development were also set. This is because the impact of "foamy oil" on the production performance is significant and the optimal well spacing may be less due to the increase in recoverable volume of oil per unit area.

The first field observations related to these effects was made in Canada [Loughead, Saltuklaroglu, 1992], where monitoring of the development of heavy oil deposits is carried out at a very good level. A detailed description of this effect on the basis of oil production data from the Orinoco heavy oil belt in Venezuela was published several years later [Mirabal et. al., 1996]. This work also contains a detailed description of the experimental work using a packed sand model ("slim-tube") and oil from the Bare field located on the Orinoco oil belt). The analysis of well production in this paper is also provided. The production analysis reveals the impact of the "foamed oil" effects on long-term development indicators. Production data refers to a 12-year period of relatively stable production resulting in cumulative oil production significantly more than initially anticipated.

The Bare field belongs to one of the oldest production blocks of the Orinoco oil belt of high-viscosity oils and the depth of the production interval is up to 4000 feet. This block is operated by both vertical and horizontal wells. The first production vertical wells were drilled in the early 1980's, the first horizontal wells were drilled in the early 1990's. Initial rates of horizontal wells reached 2500 BPD of extra-heavy oil. The production data shows the following dynamics: the reservoir pressure actually stabilizes at a level of 80-85% of the initial pressure and shows a low rate of decline after reaching these values. The production wells stock has a low water cut (less than 10%), since there is no active aquifer in the production zone. The source energy, which leads to the stabilization of reservoir pressure, may only be explained by the presence of dissolved gas and the effect of "foamed oil". The production data indicates a significantly longer operation life of wells and a higher level of recoverable reserves by natural depletion compared to the forecast values without considering the effect of "foamed oil".

Field data indicates significantly longer well operation and higher natural recoverable reserves compared to forecast indicators without considering the "foamy oil" effect. Below, fig. 1 abc shows

an example of well operation under such conditions at a large block in the Orinoco belt in Venezuela (the values are not presented due to confidentiality). The graphs are a plot of oil and gas oil ratio along two Y axes vs cumulative oil production. The wells are located on the same well pad without the influence of the aquifer. During initial stage, the well produces only through fluids and rock expansion mechanism. During this period, oil production declines sharply. Further during the next stage, after the gas oil ratio increases, the gas oil ratio and oil flow rate stabilize. This is the "foamy oil" regime, where homogeneous flow of the oil and gas phases occurs in the form of a single dispersed medium at a single velocity inside porous media. End of field life production and recovery mechanism changes to other types with gas breakthrough and the formation of a separate gas phase with an increase in the gas oil rate. During this period, two effects are observed: the classical solution gas regime with gas breakthrough of a separate gas phase and the "foamy oil" regime. Historical production demonstrates that the effect of "foamy oil" is capable of achieving a twofold increase in the volume of recoverable reserves and recovery factor.

In addition to the analysis of operation data, the publication provides the results of laboratory experiment. A PVT-analysis of reservoir oil was performed by two methods (2 laboratory tests): a conventional constant composition expansion PVT test with the use of a shaker in order to achieve the equilibrium state at different pressures; and a non-conventional test, where the shaker was switched off, and the experiment was conducted in a non-equilibrium mode. As a result, the bubble point pressure decreased by 200 psi from 1200 psi in the conventional equilibrium experiment to 1000 psi in the non-conventional non-equilibrium experiment, or about 15%.

Data from the displacement experiment by natural depletion with solution gas is also provided. To carry out this experiment, a packed sand tube core model ("slim-tube") was used 0.5 meters long. The model was filled with sand and saturated with recombined reservoir oil. The model had a permeability of 16 D, which clearly exceeds the average reservoir values. The flow rate was limited to 0.011 cc/min. Following the depletion, an oil recovery of 10% was achieved after the pressure was decreased to 470 psi, after which the experiment was stopped. The outcome of the whole work was the determination of the volume of gas that was in a non-equilibrium state or critical gas saturation which was equal to 9%. The findings of these studies are indicative, since the experimental conditions were very different from the reservoir conditions (different flow rates and permeability).

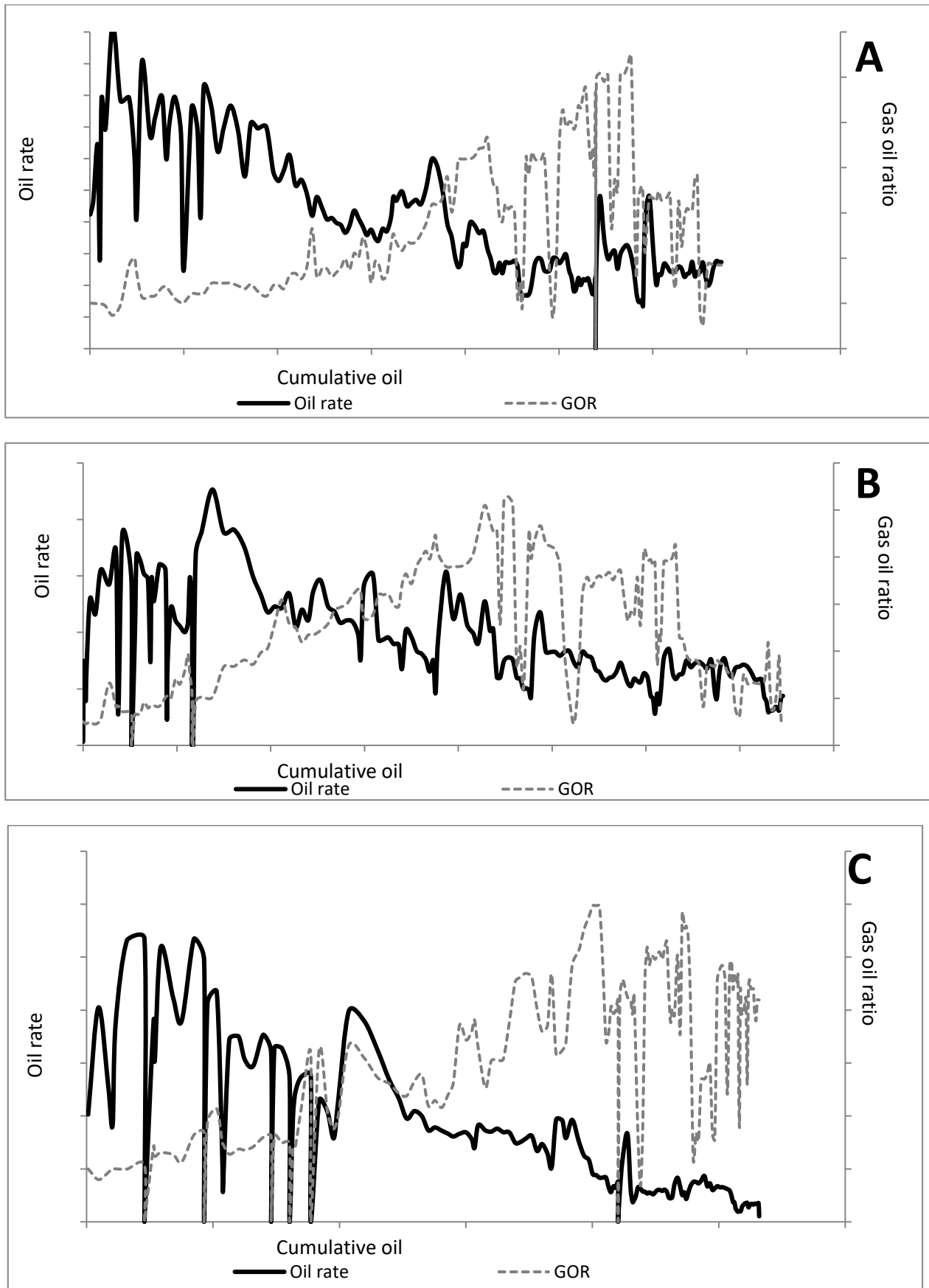


Fig. 1. Ratio graphs of oil rate and GOR vs cumulative oil showing “foamy oil” effects

The results of the laboratory experiments involving the study of the dynamics of oil displacement by natural depletion with the mechanism of "foamed oil" [Sheng et al., 1996] also demonstrated that it is necessary to take into account the mechanism of appearance of a non-equilibrium state in oil when constructing an analytical and dynamic model for the purposes of forecasting. The experiments were carried out using oil with an average viscosity of 300 cP, initial pressure of 1000 psi and a gas oil ratio of 20 m³/m³ was achieved after recombination. The sand pack slim-tube model had a permeability of 3 Darcy and a pore volume equal to 2 liters. During the depletion at different rates (0.091 psi/min, 0.2758 psi/min and 0.5308 psi/min), the pressure and the oil and gas extraction rates were measured. The duration of the experiment was about 3-5 days, depending on the flow rate. The findings were analyzed with the help of two models: one model was an equilibrium model (in which content of solution gas remain unchanged in time under constant pressure) on the basis of the commercial simulator STARS, the second analytical model was non-equilibrium (in which the volume of gas dissolved in oil may change in time) and controlled by two additional parameters. The first parameter is the time of transition of the system to the equilibrium state, the second parameter is the frequency of combining bubbles accumulations into a separate gas phase. The findings demonstrated the necessity of using a non-equilibrium model for the accurate reproduction of the results. The equilibrium model predicts an underestimate value of the oil recovery factor, a higher rate of gas extraction, and a higher rate of pressure drop compared to the experimental values. A non-equilibrium model can reproduce the results more accurately. The authors also attempted to reproduce the experimental data using an equilibrium model by modifying the critical gas saturation values. The critical gas saturation value, which must be set to best reproduce the experimental data, is 9% for the experiment with a minimum rate. For experiments with higher rates in order to obtain a good reproduction of the experimental data, the critical gas saturation value should be even higher.

Since the beginning of the 2000s, interest in researching various phenomena associated with the effects of "foamed oil" has begun to grow. This growth is associated with the start of the active phase of the development and operation of large production blocks at the Orinoco oil belt in Venezuela. The main blocks of the development are the blocks of Petrocedeno and Petropiar. Several hundred horizontal production wells have been commissioned in these blocks over several years. The constitution of new joint ventures in Venezuela with leading international oil companies also attracted a large number of specialists in the field of mathematical modeling and experimental research with different experiences. Below is a description of the main findings of key works in this area.

In the work J. Franco, an attempt is made to form a detailed mathematical model for describing the effect of "foamed oil" on the basis of the experimental works carried out [Franco et al., 2004]. A series of two experiments was carried out on a "slim-tube" model one meter long with a permeability

of 630 mD using recombined oil with a viscosity of 308 cP. Two sets of experiments were carried out with a rate of pressure decrease of 8 bar/day and 0.8 bar/day. However, the maximum pressure drops in reservoir conditions, according to the authors of this study, is no more than 0.08 bar/day. The following findings were obtained: at the maximum pressure decrease rate (8 bar/day), a final oil recovery by natural depletion was 35%, and the critical gas saturation was 17%. At a low pressure decrease rate (0.8 bar/day), the final oil recovery is 25%, critical gas saturation is 5%. The purpose of the study was to obtain mathematically the main parameters of a non-equilibrium model, which is the number of bubbles formed per cubic meter in their model. The parameters of the model were chosen on the basis of experimental data. Curves of phase permeabilities were also calculated on the basis of experimental researches.

The experiment was carried out inside an X-ray scanner, which is able to determine the saturation of each of the phases along the model with high accuracy at any moment of time during the experiment. The critical gas saturation values were measured experimentally. This work is one of the first on a qualitative assessment of oil displacement dynamics by natural depletion in the laboratory with observance of conditions close to those of the reservoir. The main drawback of this study is the fact that the authors did not have access to the extra-viscous oil of the Orinoco accumulations and, accordingly, the viscosity of the oil was at least an order of magnitude less, which significantly distorted the results, despite the fact that the reduced viscosity was compensated by the reduced permeability of the model, which makes it possible to use the results of this researches. The rate of the pressure drop was also an order of magnitude higher than the reservoir values.

A detailed long-term experimental and analytical studies was carried out by a team of specialists from the laboratory of Intevep, Venezuela in the late 1990's - early 2000's. Specialists of this research center had access to oil and cores from the Orinoco oil belt, which were used for the relevant experiments. PVT studies were carried out to measure the bubble point pressure shift to pseudo-saturation pressure when conducting a study in a non-equilibrium state [Kamp et al., 2001]. Calculations of the transition time from the non-equilibrium state to the equilibrium state were carried out using fundamental formulas, where the transition time depends on the diameter of the gas bubbles and the viscosity of the oil. According to the calculations performed for extra-heavy oils it may take several days for the oil to achieve equilibrium state during PVT experiments in a PVT cell (without sand and porous medium effects). The shift of the bubble point pressure on the basis of experimental work was 25% (from 685 psi to 510 psi). The second part of the paper relates to displacement slim-tube studies [Andarcia, Kamp, Vaca, 2001]. These studies by natural solution gas drive were carried out on a model 0.5 m long. The model had a permeability of 11 D, the flow rate was set to 0.01 cc/second. Based on the results of the 4-day test, an oil recovery of 9% was achieved. Critical gas saturation based on calculations using the material balance equation was 8.3%. The difference

between bubble point pressure and pseudo-bubble point pressure was 280 psi (995 psi bubble point pressure and 715 pseudo-bubble point pressure). A more detailed description of the similar experiment is given in the Intevap internal report of the year 2000 (D. Andarcia et al., Caracas, 2000). Four studies were carried out using different flow rates and initial gas-oil ratio (different oil recombination at different target bubble point pressure). The critical gas saturation calculated in this study by the material balance formula was in the range 7-12.8% depending on the experimental setup, the oil recovery ratio was 16-20%. The authors succeeded in completing the experiments to the end (up to the final oil recovery) – reaching final a pressure of around 100 psi and a gas-oil ratio of around 1200-1800 ft³/bbl. An attempt was made to demonstrate the influence of the gas-oil ratio (bubble point pressure) and the flow rate on the key parameters. When comparing two experiments with the same gas-oil ratio (bubble point pressure) at different flow rates, the following is observed: the oil recovery dynamics are generally similar, the oil recovery at a higher flow rate is higher, and the difference in oil recovery between high and low rate increases as the pressure drops. Nevertheless, the at the key reference points, including pseudo-bubble point pressure, the recovery is almost equal. The formation of the free gas phase, at which the mobility of the oil sharply decreases, occurs at the same pressure for both experiments - 700 psi (the bubble point pressure is 1100 psi), this point is called the pseudo-bubble point pressure. However, the oil recovery at a higher flow rate is higher at this given point (at pseudo-bubble point pressure). Hence the critical gas saturation depends on the flow rate since higher recoveries can only be achieved by higher saturation of the displacing phase which is gas. For a higher flow rate, the calculated critical gas saturation is 12.8%, for a lower flow rate the calculated critical gas saturation is 7.4%.

When comparing two experiments conducted at the same flow rates using different recombined oil with different gas content and bubble point pressure (1100 psi and 800 psi), we observe totally different oil recovery dynamics at the same flow rate. However, despite the difference in pseudo-bubble point pressure (750 psi versus 570 psi) in two studies (at a higher flow rate of 0.011 cc/min), an identical oil recovery is observed once the pseudo-bubble point pressure is reached. Hence, the critical gas saturation in the two experiments is the same and equal to 12.4%. The authors of this work demonstrated a methodology for conducting research in this field to determine the influence of different parameters.

Report completed by a research center in China in 2013 was published [Sun et al., 2013] containing results of a series of laboratory researches of pseudo-bubble point pressure depending on the rate of pressure drop. The activity was carried out as part of the study of oil production rates from the Orinoco heavy oil belt. A series of natural drive slim-tube flow studies with different flow rates was also carried out to determine the final oil recovery. Similar to other laboratory studies, in these tests a long “slim-tube” model of 50 cm long saturated with recombined extra-heavy oil was used.

The pre-set flow rate and pressure gradients in the cell are several orders of magnitude higher than typical values during production; therefore, the results have indicative quality. The minimum flow rate (pressure depletion rate) was 0.4 МРА/h, at which the oil recovery was 17%. At a higher flow rate (1.6 МРА/h), the final oil recovery was 23%, but such rates can be achieved only in the zone adjacent to the well where pressure gradients are high. In a separate PVT experiment carried out at the minimum rate of pressure decline (about 1 МРА/day), the pseudo-bubble point pressure was 30% lower than the equilibrium bubble point pressure.

Due to a lack of experimental data, a method of history matching of critical gas saturation was used to reproduce the development history. The best match was achieved when critical gas saturation is 5% for both blocks, which allowed the adjustment of the development history for the construction of hydrodynamic models of these blocks with a sufficiently high accuracy.

Natural depletion tests using slip-tube models were carried out to obtain key parameters and to characterize the flow of high-viscosity oils by natural drive in a porous medium with solution gas have been carried out for 30 years, since the late 1980s. All researches were carried out within the framework of specific projects for the production of extra-viscous oils and were aimed at reducing the uncertainty of long-term parameters. Nevertheless, the analysis of laboratory experiments has shown that the results obtained are in most cases are indicative, since in most cases, the authors were unable to reproduce the reservoir conditions for one reason or another (for example, the lack of extra-viscous oil samples in a volume needed for the experiment, overestimated filtration rates significantly exceeding the real values observed in the drainage of oil accumulations, etc.).

Laboratory experiments for the studied field block

In order to reduce uncertainties in phase permeabilities (critical gas saturation values), laboratory study was carried out with the involvement of the Intevp research center. In order to prepare a "slim-tube" model, a core was cut and recovered from Oligocene layer of the well with an average permeability of 4,000 mD.

In accordance with the Efros formula (similarity condition in the Russia Industry standard - 39-235-89² [Efros, 1963]), the length of the "slim-tube" model with a permeability of 4 D should be 1 meter. This is the minimum length required to reproduce reservoir conditions. To comply with the similarity criterion, a "slim-tube" model of 1 m long and 5.4 cm in diameter was used. The "slim-tube" model was made of washed sandstone taken from the well in the studied block. The laboratory studies on a "slim-tube" model of 1 meter long will make it possible to bring laboratory conditions as close as possible to reservoir conditions and minimize systematic mistakes related to uneven

² *Oil. Method for determination of phase permeabilities in laboratory conditions with jointly stationary filtration, Industry Standard 39-235-89, 1989, 35 p.*

displacement. Once the "slim-tube" models were prepared in accordance with ASTM G120-95 standards, they were saturated with recombined oil for conducting depletion displacement studies. Slim-tube model is initially saturated with water, and then the water is displaced with recombined oil until the residual water saturation is achieved. The saturation of models with fluids is carried out at a reservoir pressure of 570 psi.

The preparation of the recombined oil sample is carried out in equipment in accordance with the Intevep internal standard for heavy oils. The tank is fed with degassed oil and gas with the appropriate composition. The mixture is mechanically shaken. Within a week the system is balanced to a single-phase mixture. The recombination was carried out to a preset bubble point pressure (570 psi) at a given formation temperature (115°F). The gas model was specified as a two-component mixture of 90% of the molar fraction of methane and 10% of the mole fraction of carbon dioxide and corresponds to the composition of the dissolved gas in the reservoir. The recombination control was carried out by comparing the measured gas-oil ratio by standard separation and the PVT model. After recombination, the gas-oil ratio was 43 scf/bbl. The viscosity of the recombined oil was 10,000 cP. This mixture was used to saturate the "slim-tube" model. The table 1 shows the main parameters of the model.

Table 1

Parameters of the "slim-tube" model

<i>Length (cm)</i>	<i>100</i>
<i>Diameter (cm)</i>	<i>5,89</i>
<i>Absolute air permeability K_a (Darcy)</i>	<i>3,1</i>
<i>Porosity (%)</i>	<i>28,83</i>
<i>Pore volume (cm^3)</i>	<i>687,1457</i>
<i>Oil volume (cm^3)</i>	<i>600,81</i>
<i>Saturation of oil S_o (%)</i>	<i>0,89</i>
<i>Irreducible water saturation S_{wirr} (%)</i>	<i>0,1256</i>
<i>Oil gravity, API</i>	<i>8,25</i>
<i>Gas-oil ratio (standard cubic feet/n. barrel.)</i>	<i>43,26</i>
<i>Temperature ($^{\circ}F$)</i>	<i>115</i>
<i>Density of water (g/cm^3)</i>	<i>1,001</i>
<i>Density of crude oil (g/cm^3)</i>	<i>1,0125</i>
<i>Volume of dissolved gas (cm^3) at SC</i>	<i>4629,202</i>
<i>Formation volumen factor</i>	<i>1,04</i>
<i>Viscosity of recombined oil at reservoir temperature (cP)</i>	<i>10000</i>

In order to determine the target flow rates, which should be specified during the experiments, appropriate calculations of pressure gradient were performed for the reservoir and laboratory conditions. The pressure gradient for the displacement flow model is calculated analytically with the Darcy law formula using an oil viscosity of 10,000 cP and a permeability of 4 D, as well as geometric

parameters of the "slim-tube" model. The pressure gradient for reservoir conditions is calculated using the CMG STARS hydrodynamic simulator shown in table 2 and table 3.

Table 2

Estimated flow rates and pressure gradients

<i>Distance from bottom-hole, m</i>	<i>10</i>	<i>20</i>	<i>50</i>	<i>100</i>	<i>150</i>
<i>Production period</i>	<i>Gradient of pressure, psi/m</i>				
<i>6 months</i>	<i>12.9</i>	<i>5.4</i>	<i>1.8</i>	<i>0.4</i>	<i>0.1</i>
<i>1 year</i>	<i>10.6</i>	<i>5.1</i>	<i>2.6</i>	<i>0.9</i>	<i>0.3</i>
<i>2 year</i>	<i>8.4</i>	<i>4.2</i>	<i>2.5</i>	<i>1.4</i>	<i>0.6</i>
<i>3 year</i>	<i>7.3</i>	<i>3.7</i>	<i>2.3</i>	<i>1.8</i>	<i>0.8</i>

Table 3

Estimated pressure gradient in the "slim-tube" model at different speeds

<i>flow rate cc/min</i>	<i>0.005</i>	<i>0.003</i>	<i>0.002</i>	<i>0.001</i>
<i>Estimated pressure gradient psi/m</i>	<i>10.76</i>	<i>6.46</i>	<i>4.3</i>	<i>2.2</i>
<i>Extraction time 35% of the pore volume, days</i>	<i>39</i>	<i>65</i>	<i>97</i>	<i>195</i>

Estimated pressure gradients in the reservoir at different periods and distances from the bottom-hole:

Horizontal production wells of the studied block are operated at very high drawdown pressures - 70% of the reservoir pressure. Estimated pressure gradient in the wellbore zone at a distance of 50 meters from the horizontal well is about 2 psi/meter. In order to achieve such a pressure, drop it is necessary to carry out the experiment at a rate of 0.001 cc/min, which will take about 200 days that is unacceptably long.

On the other hand, using a filtration rate of 0.01 cc/min will create unacceptable conditions (pressure gradients) in the "slim-tube" model of more than 20 psi/m. Sharp pressure drops are likely to create processes that do not occur in the reservoir, and the results of the experiment will be unacceptable. Therefore, the filtration flow rate, equal to around 0.002 cc/min, is optimal from the point of view of the duration of the experiment and the minimization of the pressure gradient, which under these conditions will correspond to the values typical of the filtration flow rates just outside the well bottom-hole area - less than 5 psi/m. In order to achieve the flow rates equal to the reservoir values, the depletion experiment was carried out at a filtration flow rate of 0.002 cc/min. This rate refers to all phases that come out of the "slim-tube" model, including oil and released free gas at the operating current pressure.

The "slim-tube" model was positioned vertically. The injection of saturation agents was carried out from above. The extraction of oil and gas took place from below. The pressure was

decreased gradually. In the lower part of the model, the pressure was reduced to a predetermined value and an artificial pressure gradient was created. The gradient was kept at a minimum level to maintain the preset flow rate. The pressure gradient remained unchanged for several days. During this time, oil and dissolved gas moved downward due to the created pressure gradient.

Oil flowed into a separate tank, located at the bottom of the unit, due to the influence of natural forces. The pressure in the tank was equal to the pressure at the bottom of the model. At the end of each stage, the volume of released oil and gas in the separate tank was measured. The duration of one stage was not less than 1 week.

At the end of each stage on the basis of the extracted volume of oil and gas measured, the gas-oil ratio and the flow rate of extraction of oil and gas were calculated. Intermediate results were used to determine the pressure gradient and the duration of the next stage. The total duration of one single experiment was 95 days which was divided into 12 stages of pressure drops. A picture of "slim tube" model is shown in fig 2.



Fig. 2. "Slim-tube" model in vertical position

The experiment was carried out at atmospheric pressure, nevertheless the control over the flow rate was practically lost after reaching a pressure of 200 psi due to high gas oil ratio. The results of the experiment below 200 psi were not used in the analysis, since the flow rate was many-fold higher than the target values. It should be noted that during the well operation by natural depletion is practically impossible to reduce the reservoir pressure in the drainage zone below 200 psi. This is due to the fact that the minimum bottom-hole pressure is limited by the characteristics of the pump and is of the order of 100-150 psi. Characteristics of the pump neither allow an oil volume less than 30-50 BPD to be produced, which impose restrictions on minimal draw-down pressures. Oil recovery vs pressure is shown in fig. 3, 4 shows gas oil ration vs pressure.

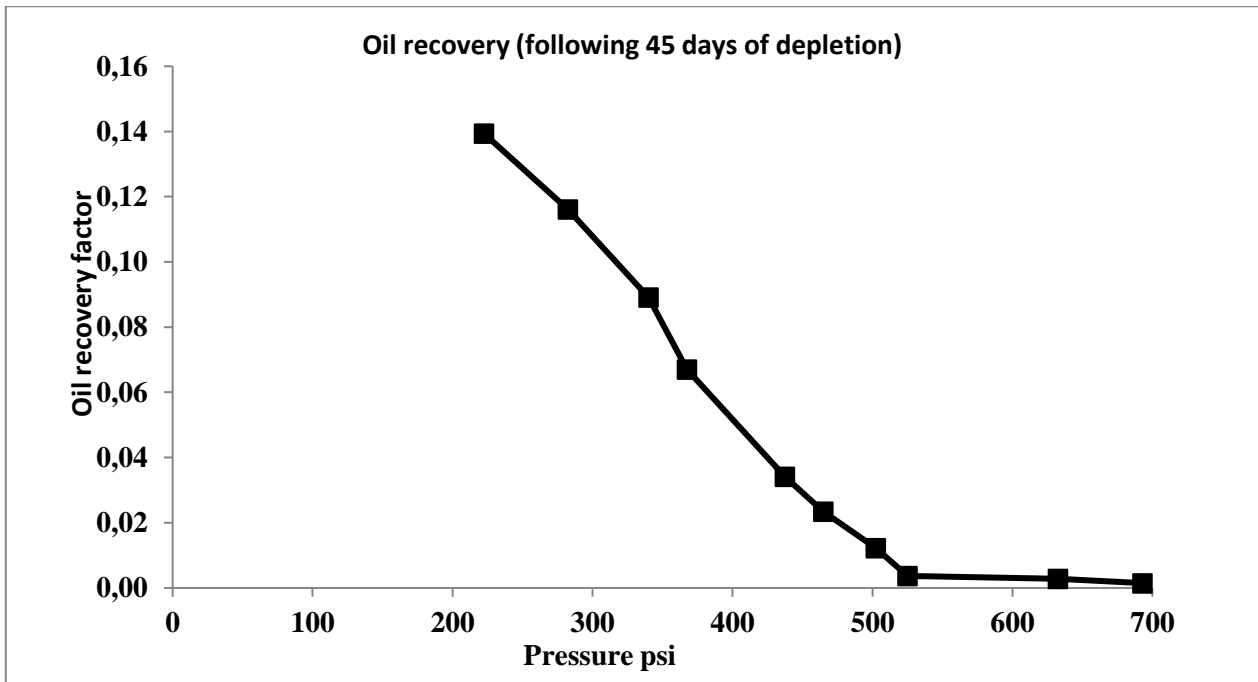


Fig. 3. Graph of pressure dynamics vs oil recovery factor in the "slim-tube" model

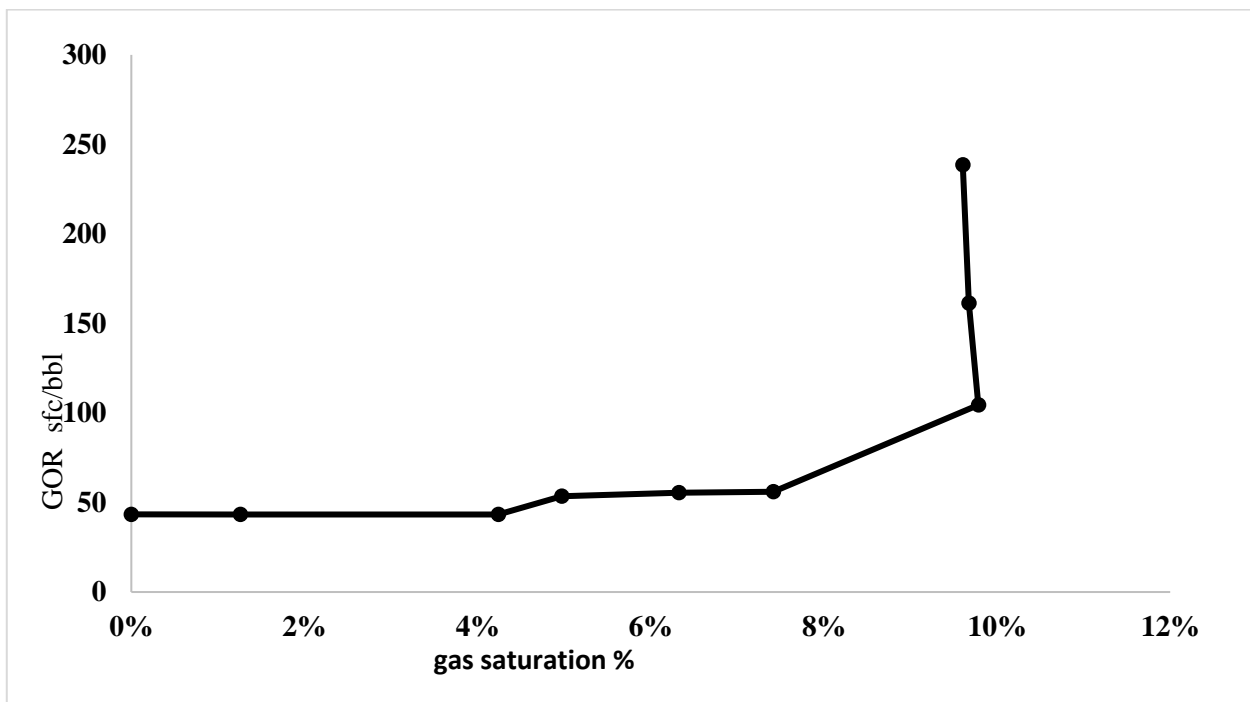


Fig. 4. Graph of calculated gas saturation vs gas-oil ratio in the "slim-tube" model

The gas saturation at each stage is calculated from the material balance. The volume of free gas is calculated in accordance with the PVT-model, generated on the basis of recombination conditions, taking into account the bubble point pressure, gas content and gas solubility as well as the volume of the gas and oil in the cell. The volume of the released gas is calculated from the pressure drop. The volume of the entrapped/entrained gas (free + dissolved), the volume of residual oil in the

model, the volume of the remaining dissolved gas as well as the volume of the released gas into the free state are taken into account during material balance analysis.

Corrections are introduced for the gas compressibility factors and the oil formation volume factor, which makes it possible to calculate the gas saturation at given stage with high accuracy. Gas saturation in this case consists of two components: a gas in the form of an independent phase (free gas) and gas in the state of bubbles in oil (the gas phase that is contained inside the oil phase). The critical gas saturation in these studies was calculated to be 7.5%. Table 4 shows all data from experiment used to calculate gas saturation in the model.

Prior to the laboratory studies, the range of uncertainty in critical gas saturation was $\pm 80\%$ based on analogous data from neighboring blocks. Based on the results of only one experiment, this uncertainty was reduced to $\pm 50\%$. Accordingly, uncertainties in the long-term production forecast for the studied block through utilizing these experiments results have been reduced by almost one and a half.

Conclusions

A long-term experience in the extraction of extra-heavy oil by natural depletion or drawdown shows that this process is accompanied by unique phenomena associated with the behavior of dissolved gas during the drainage of reservoirs that positively influence the productivity of wells and technically recoverable oil reserves.

The uniqueness of the studies carried out for block in the Orinoco oil belt is the first time the reservoir conditions for the movement of extra-viscous, extra-heavy oil and dissolved gas were simulated in the laboratory conditions on the "slim-tube" model of 1 meter long using core material and recombined oil from the reservoir in order to obtain results with high accuracy.

The range of uncertainty in the value of critical gas saturation studied block of the Orinoco oil belt has been reduced from ± 80 to $\pm 50\%$, which allowed to lower the uncertainty in the forecast of technological indicators of development from ± 9 to $\pm 6\%$ (the degree of influence of only this indicator without considering the uncertainties associated with other parameters of the hydrodynamic model).

The researches activity was carried out and partially financed by the Venezuelan state oil company PDVSA during the period 2017-2018 on the territory of the Intevep scientific institute. The Petromiranda joint venture with the participation of Russian companies provided the necessary oil and core samples. The study was also partially financed from the authors personal funds.

Table 4

Gas saturation calculation steps

Average P psi	GOR left in solution sfc/bbl	Liberated GOR sfc/bbl	Remaining oil cc SC	Liberated gas cc at SC inside model	Cumulative gas produced cc	Remaining gas cc SC	Remaining Saturated gas cc SC	Remaining Liberated gas cc SC	Gas compressibility Z	Formation volume factor oil	Remaining Liberated gas cc RC	Gas saturation
693	43,3	0,0	600	0	7	4622	4622	0	0,93	1,04	0	0
632,5	39,5	3,8	599	403	13	4616	4213	403	0,94	1,036	9	0,013
525	32,8	10,5	599	1118	17	4612	3494	1118	0,94	1,031	29	0,042
502,5	31,4	11,9	593	1257	66	4563	3315	1248	0,95	1,028	34	0,05
465	29,0	14,2	587	1487	132	4497	3033	1463	0,95	1,026	43	0,063
437,5	27,3	15,9	580	1648	197	4432	2823	1610	0,95	1,025	51	0,074
367,5	22,9	20,3	560	2028	565	4064	2290	1774	0,96	1,022	67	0,098
340	21,2	22,0	547	2148	947	3682	2069	1614	0,97	1,019	66	0,097
282,5	17,6	25,6	531	2423	1639	2991	1668	1323	0,97	1,016	66	0,096
222,5	13,9	29,4	517	2704	2298	2331	1279	1052	0,98	1,013	67	0,098
115	7,2	36,1	440	2830	2995	1634	563	1071	0,99	1,006	134	0,194
60	3,7	39,5	416	2926	3784	845	277	567	0,99	1,003	136	0,198

References

Andarcia L., Kamp A.M., Vaca P. Heavy oil solution gas drive in the Venezuelan Orinoco belt: Laboratory experiments and field simulation. *SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium* (Porlamar, Margarita Island, Venezuela March 12-14, 2001). 2001, SPE 69715. DOI: [10.2118/69715-MS](https://doi.org/10.2118/69715-MS)

Efros D.A. *Issledovanie fil'tratsii neodnorodnykh sistem* [Studies of heterogeneous flow systems]. Leningrad: Rostoptekhizdat, 1963, 351 p. (In Russ.).

Franco J., Zaleski S., Cordelier Ph. R., Terpolilli P., Tardy P., Bayon Y. A new macroscopic nucleation model for simulation of the solution gas drive in heavy oils. *Presented at 5th Canadian petroleum conference* (Calgary, June 2004). 2004, p. 106. DOI: [10.2118/2004-106](https://doi.org/10.2118/2004-106)

Kamp A.M., Heny C., Andarcia L., Lago M., Rodriguez A. Experimental investigation of foamy oil solution gas drive. *SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium*, (Porlamar, Margarita Island, Venezuela, March 12-14, 2001). 2001, SPE 69725. DOI: [10.2118/69725-MS](https://doi.org/10.2118/69725-MS)

Loughead D.J., Saltuklaroglu M. Lloydminster heavy oil production: Why so unusual, *9th Annual Heavy Oil and Oil Sands Technology Symposium*, Calgary, March 11, 1992.

Maini J. Foamy oil flow in heavy oil production. *Journal Canadian Petroleum Technology*, 1996, vol. 35 (06), no. Pagination Specified. DOI: [10.2118/96-06-01](https://doi.org/10.2118/96-06-01)

Mirabal M., Gordillo R., Rojas G., Rodrigues H., Huerta M. Impact of foamy oil mechanism on the Hamaca oil reserves. *SPE Latin America/Caribbean Petroleum Engineering Conference* (Port-of-Spain, Trinidad, April 23-26, 1996). 1996, SPE 36140. DOI: [10.2118/36140-MS](https://doi.org/10.2118/36140-MS)

Sheng J.J., Hayes R.E., Maini B.B., Tortike W.S. A dynamic model to simulate foamy oil flow in porous media. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (Denver, Colorado, October 6-9, 1996). 1996, SPE 36750. DOI: [10.2118/36750-MS](https://doi.org/10.2118/36750-MS)

Sun X., Zhang Y., Li X., Cui G., Gu J. A case study on foamy oil characteristics of the Orinoco belt, Venezuela. *CS Canada advances in petroleum exploration and development*, 2013, vol. 5, no. 1, pp. 37-41. DOI: [10.3968/j.aped.1925543820130501.1058](https://doi.org/10.3968/j.aped.1925543820130501.1058)