



М.Ю. Данько
ООО «Тюменский институт нефти
и газа»¹
заместитель генерального директора
по науке
danko@togi.ru



И.В. Байков
ООО «Газпромнефть-Технологические
партнерства»
Центр комплексного инжиниринга
разведки и добычи нетрадиционных
ресурсов
руководитель лаборатории разработки



О.Ю. Кашников
канд. техн. наук
ООО «Газпромнефть-
Технологические
партнерства»
руководитель программ по
геологии и разработке



Р.И. Гатин
ООО «Газпромнефть-
Технологические партнерства»
Центр комплексного инжиниринга
разведки и добычи нетрадиционных
ресурсов
руководитель направления
гидродинамического моделирования



А.В. Ханов
ООО «Газпромнефть-
Технологические партнерства»
Блок операционной
деятельности
Руководитель направления по
геологии и разработке

Анализ методик оценки дренируемых и извлекаемых запасов баженовской свиты

¹Россия, 625000, Тюмень, ул. Герцена, 64, «Сити-Центр», этажи 10–11.

²Россия, 190000, Санкт-Петербург, ул. Якубовича, 24, литер «А».

В статье приводятся результаты применения методики оценки КИН для коллекторов баженовской свиты, описанной во «Временном методическом руководстве по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазовой провинции», для одного из месторождений, расположенного в ХМАО, на котором пробурено 28 горизонтальных скважин с ГРП и имеется весь комплекс необходимой информации по замерам забойного давления датчиками телеметрии. Новые данные меняют взгляд на метод динамического материального баланса как основной для оценки КИН. Изучены методики прогнозирования динамики добычи нефти на основе характеристик падения и модификация метода динамического материального баланса для многофазной фильтрации

Ключевые слова: уравнение материального баланса; сланцевые отложения; баженовская свита; подсчет запасов нефти

Известно, что классические подходы к подсчету запасов и оценке коэффициентов извлечения нефти (КИН) на основе объемного метода для коллекторов баженовской свиты неприменимы. В настоящее время единственным руководящим документом для подсчета запасов и оценки КИН баженовской свиты является опубликованное в августе 2017 г. «Временное методическое руководство по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазовой провинции», одобренное ЭТС ФБУ ГКЗ [1]. Руководство создано для обеспечения единообразия в определении категорий запасов жидких углеводородов, применения единых подходов к методам подсчета запасов и оценке КИН. Оно носит статус временного, т.к. для принятия окончательной методики требуются дополнительные исследования, в 2017 г. не было масштабного опыта применения технологии *slickwater* ГС, анализ строился только на вертикальных скважинах с «классическим» ГРП. Впервые оценка КИН проводилась методом динамического материального баланса (ДМБ), т.е. без построения геолого-гидродинамических моделей (ГДМ).

Анализ метода динамического материального баланса

Описанный во «Временное руководство...» [1] метод динамического материального баланса по своей сути очень прост и является решением обратной задачи гидродинамики. Варьируя только один параметр – дренируемый поровый объем, можно оценить извлекаемые запасы и накопленную добычу [1, 3].

Уравнение материального баланса в случае отсутствия закачки, притока воды из законтурной области и газового режима может быть записано в виде:

$$N_p(t) + N_w(t) = V_{drow} c_t (P_{fo} - P_{bh}(t)), \quad (1)$$

где $N_p(t)$ – накопленная добыча нефти в момент времени t , $N_w(t)$ – накопленная добыча воды в момент времени t , $P_{bh}(t)$ – текущее забойное давление, т.е. добыча флюида из объема происходит только за счет изменения сжимаемости.

Преобразуя уравнение (1) относительно добычи нефти, разбив на два составляющих дренируемый поровый объем $V_{drow} = V_{dr} + V_{dw}$, где V_{dr} – дренируемый нефтенасыщенный поровый объем, а V_{dw} – дренируемый поровый водонасыщенный объем, получим итоговую формулу для оценки прогнозной накопленной добычи нефти:

$$N_p(t) = V_{dr} \frac{c_t (P_{fo} - P_{bh}(t))}{S_o} \quad (2)$$

Выражая из формулы (2) дренируемый поровый нефтенасыщенный объем, получим итоговое выражение:

$$V_{dr} = \frac{N_p(t) \cdot S_o}{c_t (P_{fo} - P_{bh}(t))} \quad (3)$$

Формула (3) лежит в основе расчета величины извлекаемых запасов графоаналитическим методом. Строится зависимость приведенного дебита нефти (ось ординат)

$$\frac{q(t)}{(P_{fo} - P_{bh}(t))} \quad (4)$$

от текущего дренируемого объема (ось абсцисс)

$$\frac{N_p(t) \cdot S_o}{c_t (P_{fo} - P_{bh}(t))} \quad (5)$$

Величина общей сжимаемости системы рассчитывается по формуле:

$$c_t = c_f + S_o c_o + S_w c_w + S_g c_g \quad (6)$$

Именно от c_t в большей степени зависит КИН, поэтому желательно наличие исследований на керне.

По точкам зависимости строится прямая. Экстраполяция линии тренда этой прямой до пересечения с осью абсцисс позволяет определить максимальный дренируемый объем, а из него по формуле (2) – величину извлекаемых запасов – $N_p(\max)$ при снижении забойного давления до минимально возможной величины. Минимально возможное забойное давление необходимо обосновать, например, из ограничений насосного оборудования.

Расчеты по методу ДМБ были опробованы в ВМР в 2016 г. для вертикальных скважин, однако тогда исходили из того, что нефть в пласте не будет разгазироваться, и пласт работает на упругом режиме породы и нефти. Однако на практике были получены высокие газовые факторы, что делает невозможным применение методик для пластов объекта ЮКО-ЮКО/1.

Также для всех простых прокси-моделей, к которым относится и метод динамического материального баланса, характерно повышение ошибки и ухудшение прогнозирующей способности при работе с остановками и запусками. На рис. 1 приведен пример динамики с остановкой для скв. № 1 на 22 дня.

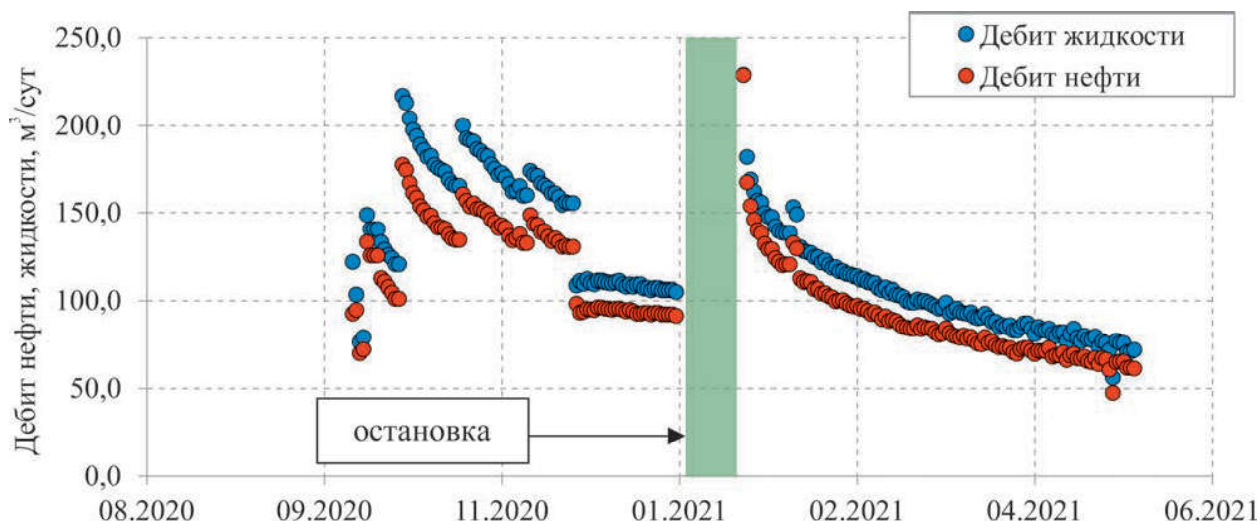


Рис. 1.
Динамика работы скв. № 1ГС с характерными остановками добычи

Авторами было изучено влияние данных по дебитам после остановок на характеристику добычи по методу ДМБ [1]. Для всех скважин с R_2 (коэффициент корреляции) $> 0,3$ последовательно исключались несколько временных интервалов — в 10, 20 и 30 дней. Пример влияния остановок на характеристику по методу ДМБ приведен на **рис. 2**.

Если использовать все данные, то $R_2 = 0,333$, при исключении из динамики первых 10 дней $R_2 = 0,78$, при 20 днях $R_2 = 0,834$, т.е. корреляция становится значимой. Интересно, что при увеличении времени обрезки динамики до 30 дней больше времени остановки начинает происходить уменьшение корреляции с 0,84 до 0,79.

Интересным является пример скв. № 2ГС, у которой было две остановки, 28 и 10 дней. Полная динамика вообще не позволяет уверенно провести прямую линию и характеризуется обратной корреляцией, исключение первых 10 дней после запуска и остановки позволяет построить корреляцию уже с $R_2 = 0,29$. Исключение 20 дней дает значимую корреляцию со степенью больше 0,8, исключение 30 дней, также как и в случае со скв. № 240, избыточно и понижает R_2 .

Зависимость R_2 для некоторых скважин от длительности исключаемого периода после динамики после остановки приведена в **табл. 1**.

Для некоторых скважин характерна «обратная динамика» характеристики ДМБ (**рис. 5**). Подобный вид зависимости не характерен для модели *black-oil*, стоит отметить, что для всех подобных скважин забойные давления линейно падали, причем степень падения забойного давления превышала степень падения дебита жидкости, т.е. снижались забойное давление и дебит жидкости. Мы связываем это с тем, что

помимо жидкости в пласте фильтруется и газ, суммарная добыча нефти воды и газа может быть постоянной, при этом может падать забойное давление и жидкость при росте объемов фильтрации газа. Наличие высокого газового фактора (текущий ГФ — $600 \text{ м}^3/\text{м}^3$ при газосодержании — $200 \text{ м}^3/\text{м}^3$) приводит к тому, что залежь начинает работать на режиме растворенного газа и сжимаемость системы изменяется.

Результаты проведенной оценки КИН по методике ЦКР, описанной в работе [1], показали, что из 28 скважин метод удалось применить в 13, это менее половины от общего фонда. По сути, КИН в методике контролируется только сжимаемостью, поэтому при одинаковом значении для всех скважин — $0,00467 \text{ 1/МПа}$ будет равен — 0,08 д.ед. Стоит также отметить низкую степень корреляции тренда (R_2), что приводит к большим погрешностям и субъективности при оценке дренируемых поровых объемов. Значение R_2 выше статистически-значимой степени корреляции ($> 0,7$) всего для 3 скважин.

Таким образом, для прогнозирования динамики работы двухфазных систем с высоким газовым фактором (больше газосодержания) этот метод неприменим в связи с низкой корреляцией трендов графоаналитического решения. Для решения задач проектирования отсутствует возможность осуществлять прогноз в динамике.

Для скважин с высоким газовым фактором необходим другой подход к расчету дренируемого объема и КИН. Такой подход для многофазного потока с учетом добычи нефти, газа, воды и закачки жидкости рассмотрели Мухаммед Шахмат и Кристофер Кларксон [5] на основе расчета псевдодавлений.

Для выполнения расчета для многофазного динамического материального баланса реко-

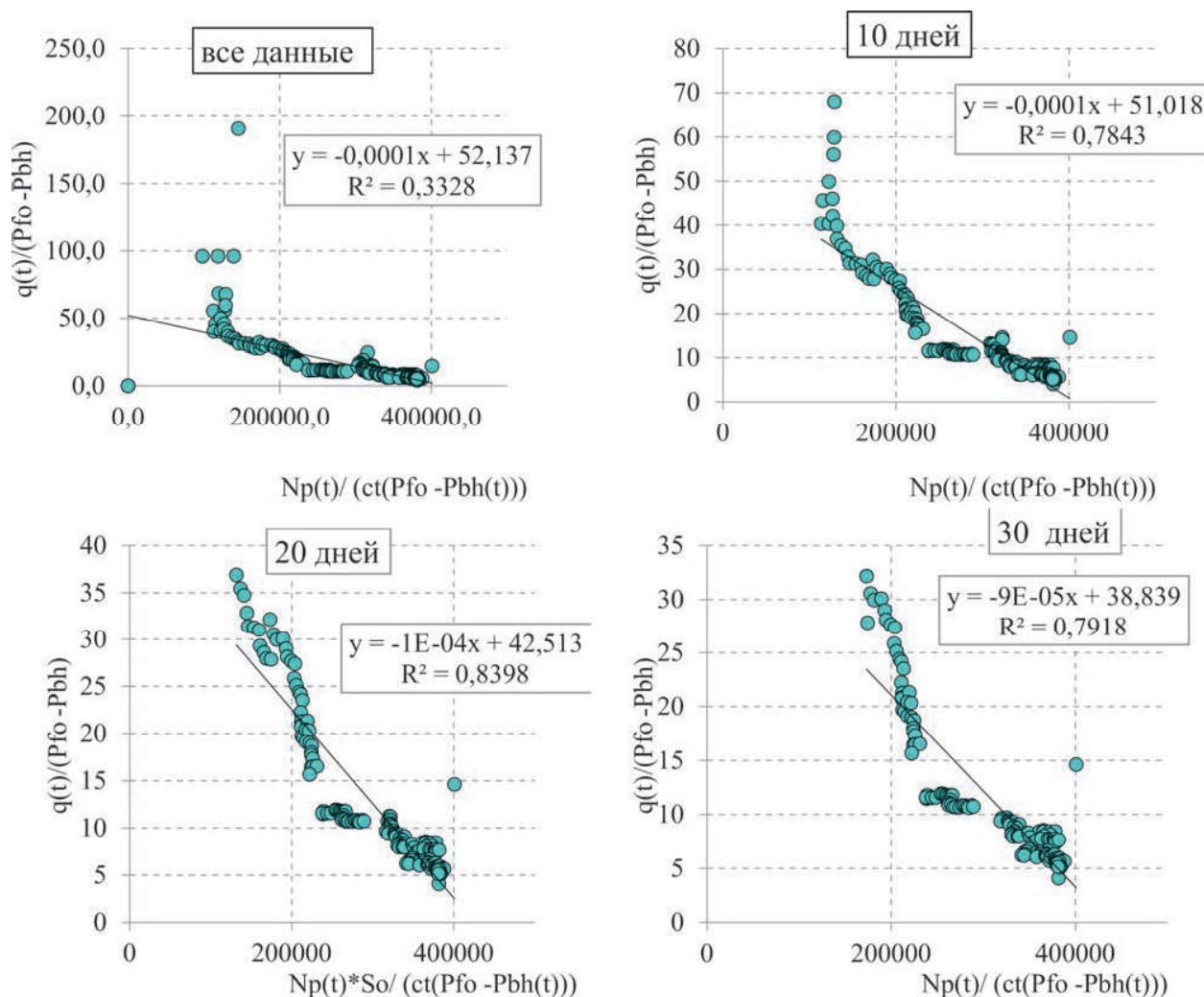


Рис. 2.

Влияние исключения динамики после остановок на характеристику ДМБ для скв. № 1ГС

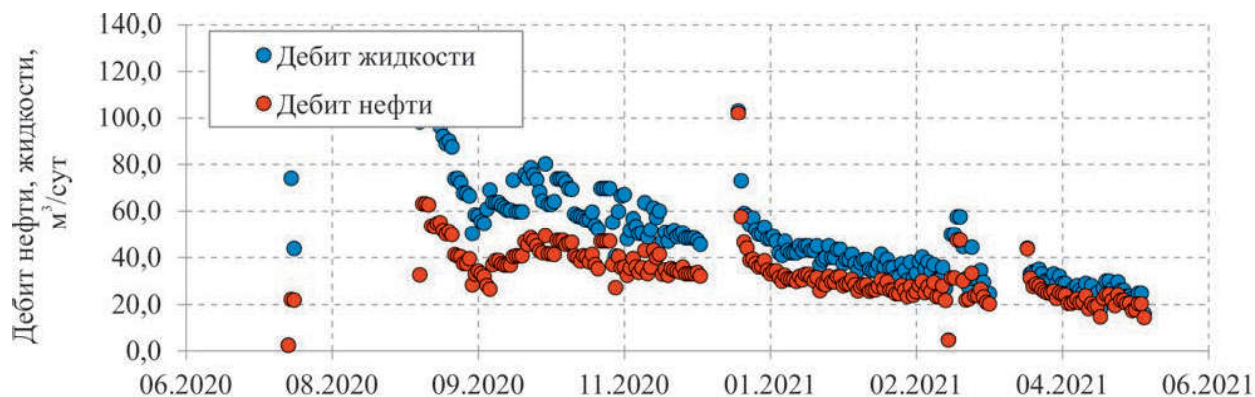
мендуются следующая последовательность действий.

1. Определить критерии оценки качества исходной информации по добыче и закачке, которые будут использоваться в анализе.

2. Собрать данные о давлениях, объемах добычи/закачки, температурах, относительных проницаемостях, которые наилучшим образом характеризуют свойства флюидов и породы изучаемого коллектора. Либо использовать соот-

Рис. 3.

Динамика работы скв. № 2ГС с характерными остановками добычи



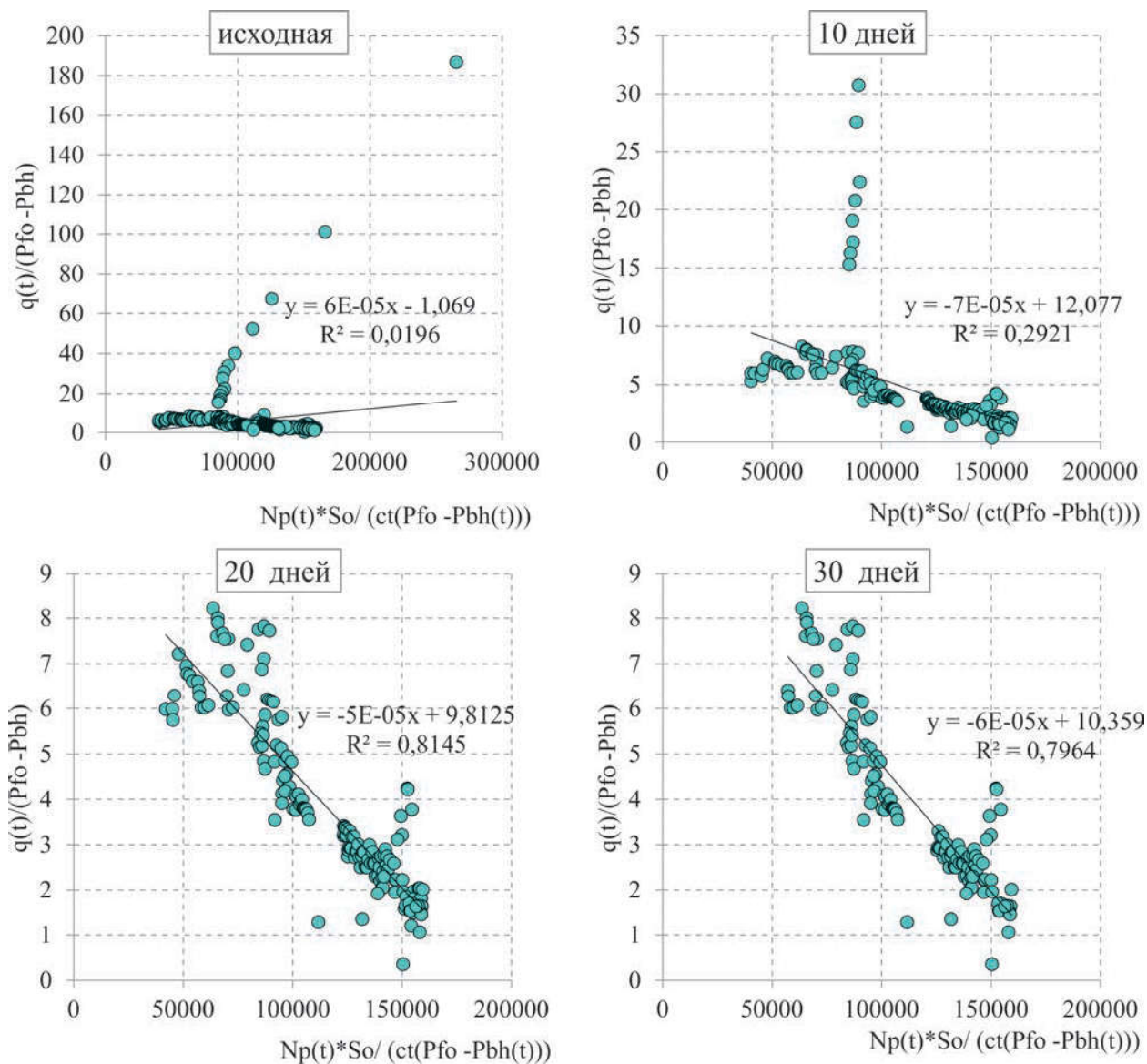


Рис. 4. Влияние исключения динамики после остановок на характеристику ДМБ для скв. № 2ГС

Таблица 1. Влияние степени обрезки динамики на R2

№	R2		
	степень обрезки		
	исходная	10 дней	20 дней
1	0,35	0,373	0,371
2	0,193	0,522	0,532
3	0,09	0,335	0,319
4	обратная динамика		
5	обратная динамика		
6	0,02	0,505	0,639
7	обратная динамика		
8	0,333	0,784	0,84
9	–	0,292	0,815
10	–	–	0,51

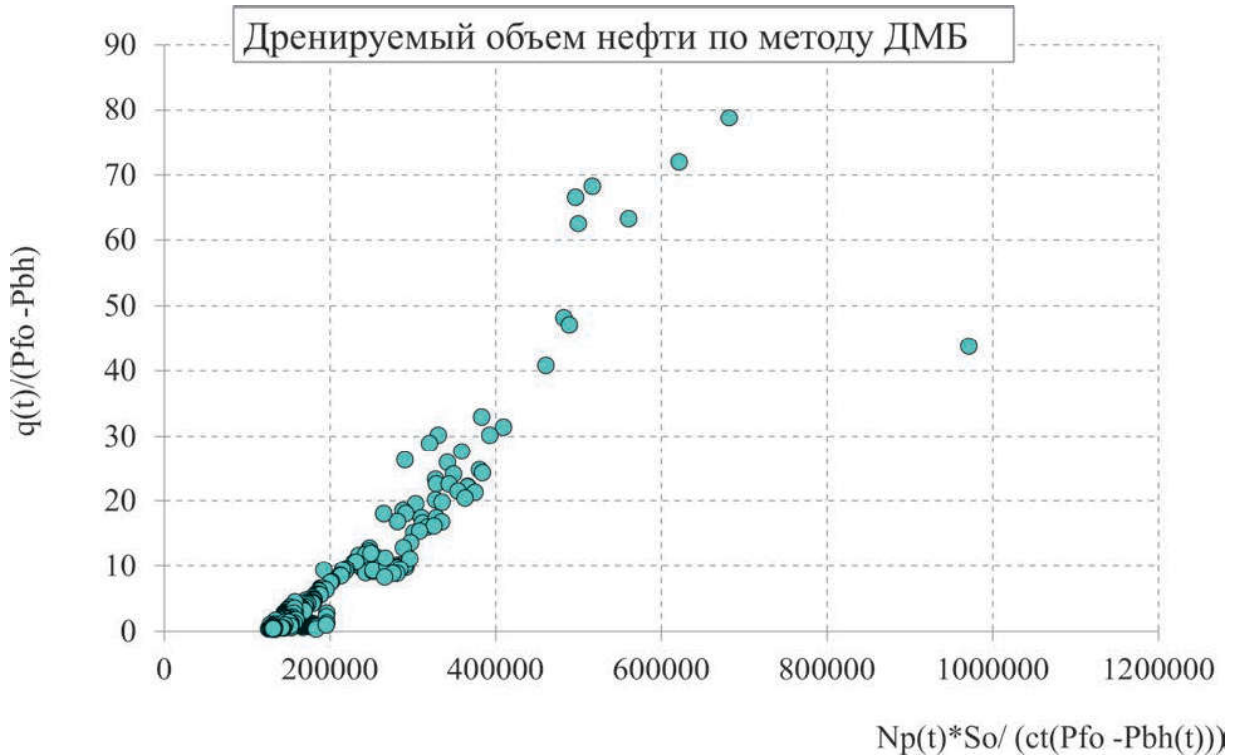


Рис. 5.
Пример «обратной» характеристики ДМБ для скв. № 3

ветствующие корреляции, которые лучше всего описывают перечисленные параметры.

3. Принять значения для дренируемого объема нефти, газа и воды.

4. Выполнить расчеты по основному методу материального баланса:

$$\Phi_o \frac{N_p}{N} + \Phi_g \frac{G_p}{G} + \Phi_w \frac{W_{ps}}{W} = 1, \quad (7)$$

где Φ_o , Φ_g и Φ_w – коэффициенты нефти, газа и воды, которые являются функциями свойств флюида и породы (функции среднего давления). N , G и W – начальные запасы нефти, газа и воды в пласте, N_p и G_p – накопленная добыча нефти и газ, соответственно, W_{ps} – накопленная добыча воды (т.е. добыча минус закачка). Расчеты проводятся для получения среднего давления, соответствующего каждому производственному периоду. Затем необходимо определить средние значения нефте-, газо- и водонасыщенности:

$$\bar{S}_o = \left\{ \bar{B}_o \left[\left(1 - \frac{N_p}{N} \right) - \left(1 - \frac{G_p}{G} \right) \left(\frac{G}{N} \right) \bar{R}_v \right] \right\} /$$

$$\left\{ \left(1 - \frac{W_{ps}}{W} \right) \left(\frac{W}{N} \right) \bar{B}_w (1 - \bar{R}_s \bar{R}_v) + \right.$$

$$\left. \left(1 - \frac{G_p}{G} \right) \left(\frac{G}{N} \right) (\bar{B}_g - \bar{R}_v \bar{B}_o) + \left(1 - \frac{N_p}{N} \right) (\bar{B}_o - \bar{R}_s \bar{B}_g) \right\}$$

$$\bar{S}_g = \left\{ \bar{B}_g \left[\left(1 - \frac{G_p}{G} \right) \left(\frac{G}{N} \right) - \left(1 - \frac{N_p}{N} \right) \bar{R}_s \right] \right\} /$$

$$\left\{ \left(1 - \frac{W_{ps}}{W} \right) \left(\frac{W}{N} \right) \bar{B}_w (1 - \bar{R}_s \bar{R}_v) + \right.$$

$$\left. \left(1 - \frac{G_p}{G} \right) \left(\frac{G}{N} \right) (\bar{B}_g - \bar{R}_v \bar{B}_o) + \left(1 - \frac{N_p}{N} \right) (\bar{B}_o - \bar{R}_s \bar{B}_g) \right\}$$

$$\bar{S}_w = \left(1 - \frac{W_{ps}}{W} \right) \left(\frac{W}{N} \right) \bar{B}_w (1 - \bar{R}_s \bar{R}_v) \right\} /$$

$$\left\{ \left(1 - \frac{W_{ps}}{W} \right) \left(\frac{W}{N} \right) \bar{B}_w (1 - \bar{R}_s \bar{R}_v) + \right.$$

$$\left. \left(1 - \frac{G_p}{G} \right) \left(\frac{G}{N} \right) (\bar{B}_g - \bar{R}_v \bar{B}_o) + \left(1 - \frac{N_p}{N} \right) (\bar{B}_o - \bar{R}_s \bar{B}_g) \right\} \quad (8)$$

где $\bar{B}_o, \bar{B}_g, \bar{B}_w$ – объемные коэффициенты нефти, газа и воды, \bar{R}_s, \bar{R}_v – газосодержание и газовый фактор.

5. В зависимости от значения среднего давления на каждом временном интервале с использованием **табл. 3** рассчитать разность псевдодавлений ($p_{pi} - p_{pwf}$) и ($p_{pi} - p_{pavg}$) для нефтяной и газовой фаз, где p_{pi} – начальное псевдо-

Нефть	Газ	Тип модели
$\alpha_1 = \int_{p_{wf}}^{p_{avg}} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} + \frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} R_v \right) dp$	$\alpha_1 = \int_{p_{wf}}^{p_{avg}} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} R_s + \frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} \right) dp$	Модель устойчивого состояния
$\alpha_2 = \int_{p_{avg}}^{p_b} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right) dp$	$\alpha_2 = \int_{p_{avg}}^{p_b} \left(\frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} \right) dp$	Псевдостационарная модель фильтрации
$\alpha_3 = \int_{p_b}^{p_i} \left(\frac{k_{ro} (S_{wi})}{\mu_o B_o} \right) dp$	$\alpha_3 = \int_{p_b}^{p_i} \left(\frac{k_{rg} (S_{wi})}{\mu_g B_g} \right) dp$	-
$\alpha_4 = \int_{p_{avg}}^{p_i} \left(\frac{k_{ro} (S_{wi})}{\mu_o B_o} \right) dp$	$\alpha_4 = \int_{p_{avg}}^{p_i} \left(\frac{k_{rg} (S_{wi})}{\mu_g B_g} \right) dp$	-
$\alpha_5 = \int_{p_{wf}}^{p_b} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} + \frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} R_v \right) dp$	$\alpha_5 = \int_{p_{wf}}^{p_b} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} R_s + \frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} \right) dp$	Модель устойчивого состояния
$p_{pi} - p_{p_{wf}} = \mu_i B_i (\alpha_3 + \alpha_5)$, если $p_{avg} > p_b$ $p_{pi} - p_{p_{wf}} = \mu_i B_i (\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3)$, если $p_{avg} \geq p_b$		
$p_{pi} - p_{p_{avg}} = \mu_i B_i (\alpha_4)$, если $p_{avg} > p_b$ $p_{pi} - p_{p_{avg}} = \mu_i B_i (\alpha_2 + \alpha_3)$, если $p_{avg} \geq p_b$		
где $\alpha_i - k_{ro}, k_{rg}$ – относительная проницаемость нефти и газа, μ_o, μ_g – вязкость нефти и газа, сПз, S_{wi} – начальная водонасыщенность, %, p_b – давление насыщения, МПа.		

Таблица 3.

Параметры для расчета псевдодавлений для нефти и газа в мультифазном динамическом материальном балансе [5]

давление МПа, $p_{p_{wf}}$ – псевдодавление потока, МПа, $p_{p_{avg}}$ – среднее псевдодавление, МПа. Для водной фазы – рассчитать $(p_i - p_{p_{wf}})$ и $(p_i - p_{p_{avg}})$, где p_i – начальное давление, МПа, $p_{p_{wf}}$ – давление потока воды.

6. Построить график приведенных дебитов $q_o / (p_i - p_{p_{wf}})$, $q_g / (p_i - p_{p_{wf}})$, $q_w / (p_i - p_{p_{wf}})$ и накопленной приведенной добычи $(p_i - p_{p_{avg}})N / (p_i - p_{p_{wf}})$,

$(p_{pi} - p_{p_{avg}})G / (p_{pi} - p_{p_{wf}})$, $(p_i - p_{p_{avg}})W / (p_i - p_{p_{wf}})$ для нефти, газа и воды.

7. Провести прямую линию через последний интервал работы и экстраполировать ее до точки пересечения с осью абсцисс. Так вычисляется дренируемый объем нефти, газа и воды.

8. Сравнить рассчитанные в п. 7 значения с п. 4–6. Если они не соответствуют приня-

Таблица 4.

Уравнения для определения прогнозной добычи нефти в скважинах

Номер скважины	4ГС	5ГС	3ГС	6ГС
TVD, м	2 400	2 398	2 341	2 349
Время работы, мес	7	2	1	2
По методу Арпса	29	56	72	100
	$\frac{1}{(1 + 0,00039t)^{0,1}}$	$\frac{1}{(1 + 0,00258t)^{0,1}}$	$\frac{1}{(1 + 0,00084t)^{0,1}}$	$\frac{1}{(1 + 0,00217t)^{0,1}}$
По методу PLE	$q(t) = 29e^{-0.0033t - 0.0039t^{0.4}}$	$56e^{-0.008t - 0.0258t^{0.88}}$	$72e^{-0.008t - 0.0084t}$	$100e^{-0.018t - 0.0217t^{0.3}}$
По методу SEDM	$29e^{-\frac{t}{290}}$	$56e^{-\frac{t}{42}}$	$72e^{-\frac{t}{123}}$	$100e^{-\frac{t}{50}}$

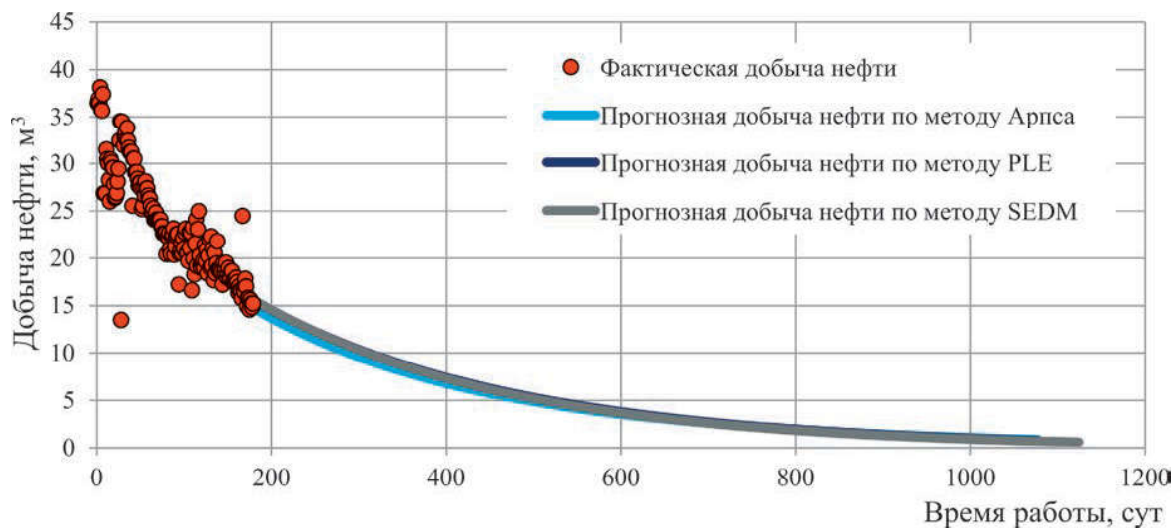


Рис. 6.
Прогнозная добыча нефти скв. № 4ГС

тым ограничениям, расчет необходимо повторить.

Описанный в работе [5] метод многофазного динамического материального баланса (МДМБ) сложнее того, который использовался в методике ГКЗ, однако дает преимущество в точности расчетов, в том числе предполагает учет закачанной в пласт воды и многофазный режим потока. Минусом является невозможность его применения для прогнозирования добычи воды, нефти и газа в динамике.

Прогнозирование динамики работы коллекторов баженовской свиты

Для оценки извлекаемых запасов для скважин с газовым фактором ниже газосодержания наиболее подходящими определены следующие модели: гиперболическое уравнение Арпса, степенной экспоненциальный метод (PLE), модель растянутого экспоненциального спада (SEDM). Метод Арпса имеет большие погрешности, т.к. основан на эмпирических данных, но достаточно широко применяется (например, лежит в основе некоторых программных модулей). Для

сланцевых коллекторов наиболее часто применяется уравнение гиперболического типа. Также на уравнениях Арпса основаны остальные рассмотренные методы. Модель Дуонга для данного случая не удалось настроить.

Для определения коэффициента D_i строился график зависимости логарифма добычи от времени. Остальные коэффициенты определялись методом подбора. В *табл. 4* показаны уравнения для определения суточной добычи для каждой из скважин. На *рис. 6* представлены графики прогноза добычи для скв. № 4.

Накопленная добыча нефти, рассчитанная по всем выбранным методикам, показана в *табл. 5*. Ограничения методов связаны с условием постоянства давления и радиуса зоны дренирования, что нереализуемо на практике, особенно в условиях баженовской свиты. Из *таблицы 5* видно, что в большинстве случаев методы анализа кривых падения дают завышенную оценку накопленной добычи нефти по сравнению с методом динамического материального баланса. Это связано с тем, что кривые падения не учитывают минимально возможного забойного давления.

Таблица 5.
Сравнение методов

Номер скважины	4ГС	7ГС	1ГС	2ГС
Накопленная добыча нефти по методу ДМБ, м ³	17 173	15 686	46 595	19 628
Накопленная добыча нефти по методу Арпса, м ³	18 415	18 813	51 083	20 996
Накопленная добыча нефти по методу PLE, м ³	18 799	18 996	50 640	20 225
Накопленная добыча нефти по методу SEDM, м ³	18 685	18 933	50 924	20 031

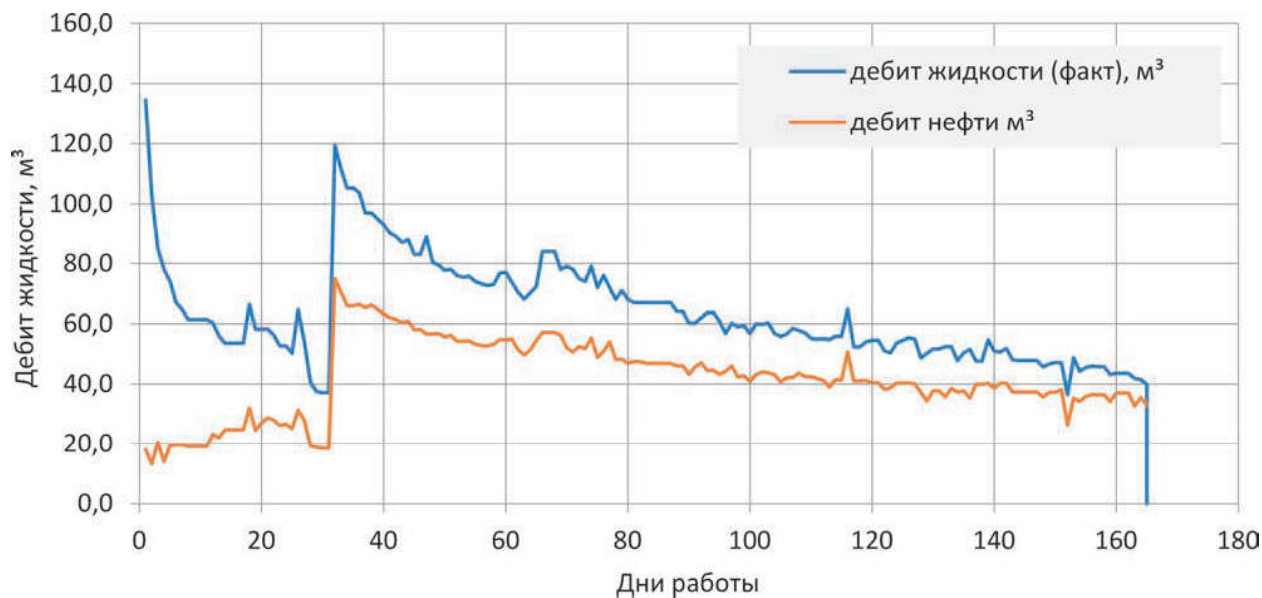


Рис. 7.
Динамика дебита нефти и жидкости скв. № 8ГС
в приведенном к начальному времени работы

В работе [4] показана возможность прогноза добычи нефти в динамике для коллекторов баженовской и ачимовской свит с применением модели материального баланса CRM (*Capacitance-Resistive Models* – объемно-резистивная модель), разработанной Ларри Лейком [6]. Вместо решения прямой задачи гидродинамики с большим количеством неопределенных параметров, таких как ОФП, размеры трещин, связь матрица-трещина и пр.), предлагается существенно обратная задача, в которой варьируются

всего два параметра: продуктивность и дренируемый объем.

Общая модель материального баланса CRM для единичной скважины с учетом изменения забойного давления может быть записана следующим образом:

$$q(t_n) = q(t_0) e^{-\left(\frac{t_n - t_0}{\tau}\right)} + \sum_{k=1}^n \left\{ e_w^k + \sum_{i=1}^{NI} \left(f_{ij} I_i - J \tau_j \frac{\Delta p^k}{\Delta t} \right) \right\} \cdot \left(1 - e^{-\left(\frac{\Delta t_k}{\tau}\right)} \right) e^{-\left(\frac{t_n - t_k}{\tau}\right)} \quad (9)$$

Рис. 8.
Настройка модели CRM с учетом забойного давления на дебит жидкости



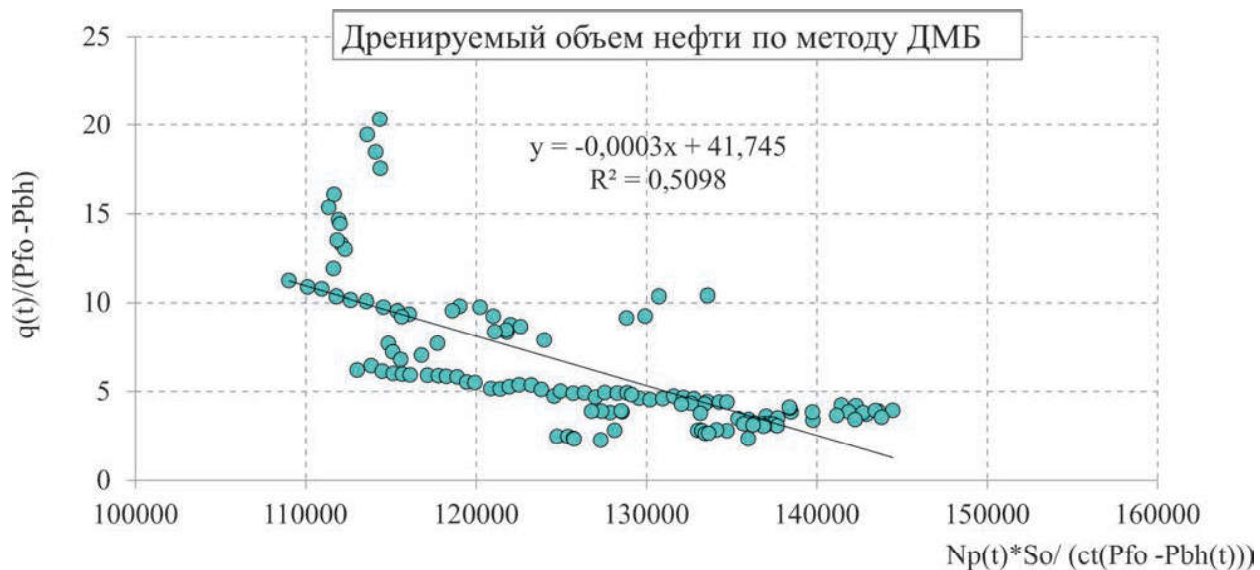


Рис. 9.
Метод динамического материального баланса для скв. № 8ГС

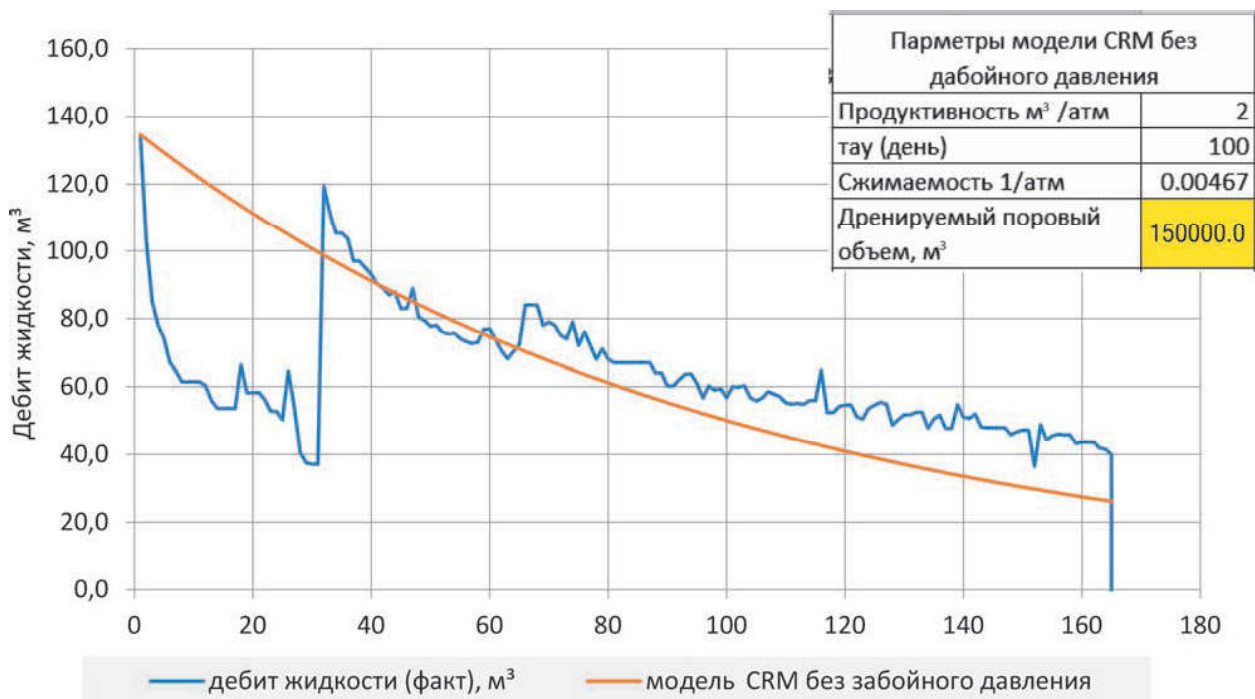
где: $q(t_n)$ – дебит флюида в момент времени t_n ($\text{м}^3/\text{сут}$), t_0 – момент начала расчета (дни), e_w^k – приток воды из «законтура» (м^3), I_i – приемистость i -ой добывающей скважины ($\text{м}^3/\text{сут}$), f_{ij} – коэффициент взаимовлияния дебита жидкости и закачки (д.ед.), J – продуктивность $\text{м}^3/\text{атм}$, t_k – момент изменения забойного давления (дни), Δp^k – изменение забойного давления за

момент времени Δt (атм), τ – характерное время затухания (дни).

Параметр τ связан с продуктивностью (J), сжимаемостью (ct) и дренируемым поровым объемом системы (V_p) следующим соотношением:

$$\tau = \frac{c_t V_p}{J} \quad (10)$$

Рис. 10.
Модель CRM без учета забойного давления с параметрами дренируемого объема по ДМБ



При отсутствии закачки и притока из «за-контура», постоянном шаге расчета и изменения забойного давления формулу (9) можно существенно упростить и привести к виду:

$$q(t_n) = q(t_{n-1}) e^{-\left(\frac{t_n - t_{n-1}}{\tau}\right)} - J\tau \frac{p_n - p_{n-1}}{\Delta t} \left(1 - e^{-\left(\frac{t_n - t_{n-1}}{\tau}\right)}\right)$$

По сути, это упрощенная гидродинамическая модель, в которой параметр τ может служить для настройки модельных и фактических значений. Если определены сжимаемость и продуктивность, то при сходимости расчетной и фактической динамики можно говорить о том, что найден дренируемый поровый объем.

Рассмотрим применение метода на приме скв. № 8ГС. Динамика дебита нефти и жидкости скважины в приведенном к начальному времени работы скважины приведена на **рис. 7**.

Если напрямую воспользоваться формулой (10) для воспроизведения дебита жидкости, то сходимость достигнута не будет, более того, мы наблюдаем обратное поведение модели CRM по отношению к дебиту жидкости (**рис. 8**).

Если из модели исключить забойные давления и принять дренируемые объемы, определенные по методу динамического материального баланса ДМБ [1] (**рис. 9**), то модель сходится достаточно хорошо (**рис. 10**), дренируемый поровый объем составит 150 тыс. м³. При этом характеристику можно провести несколькими способами: по всем точкам или по последним значениям, и диапазон изменения будет 150–250 тыс. м³. На **рис. 10** при объеме 200 тыс. м³ модель CRM пойдет выше и настроится на последний интервал. Однако эти расчеты неверны, поскольку не учитывают дебит газа и изменение забойного давления.

Выводы

Данные, полученные в ходе реализации участка ОПР по разработке баженовской свиты одного из месторождений ХМАО, позволяют по-новому взглянуть на применение метода динамического материального баланса для оценки извлекаемых

запасов. Обращает на себя внимание неожиданно высокий газовый фактор (700–2000 м³/м³ и более), не согласующийся с газосодержанием (200 м³/м³). В таких условиях применение рекомендованного ГКЗ метода ДМБ невозможно, поскольку в нем сжимаемость не должна зависеть от забойного давления, что для газа не выполняется.

Анализ литературы и альтернативных методов оценки извлекаемых запасов показал, что на текущий момент не существует простого метода, позволяющего обойти ограничения для динамического материального баланса. Однако, если воспользоваться уравнением материального баланса для многофазного потока [5], можно учесть и добываемые с нефтью газ и воду, и закачку воды при ГРП (которая сопоставима с объемом добываемой нефти), и повысить точность расчетов. Тем не менее, метод слишком сложен для практической реализации и экспертной оценки, но самый большой минус – в нем невозможно получать прогнозную динамику добычи.

Применение метода характеристик падения показывает, что в большинстве случаев методы дают завышенную оценку накопленной добычи нефти по сравнению с методом динамического материального баланса. Это связано с тем, что кривые падения не учитывают минимально-возможного забойного давления, как и модели ограничений в целом.

Применение модели материального баланса CRM, позволяющей учитывать забойные давления, не обеспечивает приемлемой сходимости расчетных и фактических дебитов жидкости, но она является наилучшей из рассмотренных и требует дальнейшей модификации. В тоже время, модель CRM без забойных давлений по своей сути приближается к модели ДМБ и модели Арпса, однако эти расчеты не могут считаться верными, поскольку не учитывают дебит газа и изменение забойного давления, т.е. не верны и расчеты.

Проведенное исследование призвано обозначить проблему отсутствия достоверных методов прогнозирования динамики добычи нефти и жидкости для коллекторов баженовской свиты с газовым фактором, превышающим газосодержание, необходима разработка новых подходов. **Ⓜ**

Литература

1. Временное методическое руководство по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Недропользование XXI век. 2017. № 4. С. 68–101.
2. Кондаков А.П., Сонич В.П., Габдраупов О.Д., Сабурова Е. А. Способ построения геолого-гидродинамических моделей двойной среды залежей баженовской свиты. Патент RU 2014142851А.

3. R. Agarwal, D. Gardner, S. Kleinstieber и D. Fussel Analyzing Well Production Data Using Combined Type Curve and Decline Curve Analysis Concepts. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, № SPE 49222.
4. Данько М.Ю., Бриллиант Л.С., Завьялов А.С. Применение метода динамического материального баланса и crm-метода (capacitance-resistive models) к подсчету запасов ачимовских и баженовских коллекторов // Недропользование XXI век. 2019. № 4. С. 76–85.
5. Multiwell, Multiphase Flowing Material Balance / M. S. Shahamat, C. R. Clarkson // SPE-185052. – 2017.
6. Albertoni, Alejandro & Lake, Larry. (2003). Inferring Interwell Connectivity Only From Well-Rate Fluctuations in Waterfloods. SPE Reservoir Evaluation & Engineering- SPE RESERV EVAL ENG. 6. 6-16. 10.2118/83381-PA.

UDC 622.276.344

M.Yu. Danko, Deputy General Director for Science, LLC “Tyumen Institute of Oil and Gas”¹, danko@togi.ru

I.V. Baikov, Head of Development Laboratory, Center for Integrated Engineering for Exploration and Production of Unconventional Resources, OOO Gazpromneft–Technological Partnerships

O.Yu. Kashnikov, PhD in Technical Sciences, Program Manager for Geology and Development, OOO Gazpromneft–Technological Partnerships

R.I. Gatin, Head of the Direction of Hydrodynamic Modeling, Center for Integrated Engineering for Exploration and Production of Unconventional Resources, OOO Gazpromneft–Technological Partnerships

A.V. Khanov, Head of Geology and Development, Operations unit, OOO Gazpromneft–Technological Partnerships

¹64 Herzen str., City Center, floors 10–11, Tyumen, 625000, Russia.

²24 Yakubovich str., letter “A”, St. Petersburg, 190000, Russia.

Analysis of Methods for Assessing Drained and Recoverable Reserves of the Bazhenov Formation

Abstract. The analysis of the applicability of the ORF assessment method for the reservoirs of the Bazhenov formation, described in the “Temporary methodological guide for calculating oil reserves in fractured and fractured pore reservoirs in the sediments of the Bazhenov strata of the West Siberian oil and gas province”, taking into account new data obtained during the operation of horizontal wells with multistage hydraulic fracturing. The limitations are analyzed and the area of applicability of the methodology approved by the CDC is determined. New data obtained during the operation of wells at the Bazhen test site have been studied. A method for forecasting the dynamics of oil and gas production for shale reservoirs has been proposed and tested.

Keywords: material balance equation; shale formations; Bazhenov formation; the calculation of oil reserves.

References

1. *Vremennoe metodicheskoe rukovodstvo po podschetu zapasov nefti v treshchinnykh i treshchinno-porovykh kolektorakh v otlozheniyakh bazhenovskoi tolshchi Zapadno-Sibirskoi neftegazonosnoi provintsii* [Temporary guidelines for calculating oil reserves in fractured and fractured-porous reservoirs in the sediments of the Bazhenov strata of the West Siberian oil and gas province]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use XXI century], 2017, no. 4, pp. 68–101.
2. Kondakov A.P., Sonich V.P., Gabdraupov O.D., Saburova E. A. *Sposob postroeniia geologo-gidrodinamicheskikh modelei dvoynoi sredy zalezhei bazhenovskoi svity* [A method for constructing geological and hydrodynamic models of a double medium of deposits of the Bazhenov formation]. Patent RU 2014142851A.
3. R. Agarwal, D. Gardner, S. Kleinstieber и D. Fussel Analyzing Well Production Data Using Combined Type Curve and Decline Curve Analysis Concepts. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, № SPE 49222.
4. *Dan'ko M.Iu., Brilliant L.S., Zav'yalov A.S. Primenenie metoda dinamicheskogo material'nogo balansa i crm-metoda (capacitance-resistive models) k podschetu zapasov achimovskikh i bazhenovskikh kolektorov* [Application of the dynamic material balance method and the crm-method (capacitance-resistive models) to the calculation of reserves of the Achimov and Bazhenov reservoirs]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use XXI century], 2019, no. 4, pp. 76–85.
5. Multiwell, Multiphase Flowing Material Balance / M. S. Shahamat, C. R. Clarkson // SPE 185052. – 2017.
6. Albertoni, Alejandro & Lake, Larry. (2003). Inferring Interwell Connectivity Only From Well-Rate Fluctuations in Waterfloods. SPE Reservoir Evaluation & Engineering- SPE RESERV EVAL ENG. 6. 6-16. 10.2118/83381-PA.