



Society of Petroleum Engineers

SPE-182011-RU

Новый подход к моделированию залежей нефти и газа с наклонными флюидальными контактами

Э.А. Мамедов, Э.С. Закиров, Институт проблем нефти и газа РАН; В.В. Арехов, Российский государственный университет нефти и газа имени И.М.Губкина, А.В. Ахметзянов, Институт проблем управления РАН имени В.А. Трапезникова

Авторское право 2016 г., Общество инженеров нефтегазовой промышленности

Этот доклад был подготовлен для презентации на Российской нефтегазовой технической конференции и выставке SPE, 24-26 октября, 2016, Москва, Россия.

Данный доклад был выбран для проведения презентации Программным комитетом SPE по результатам экспертизы информации, содержащейся в представленном авторами реферате. Экспертиза содержания доклада Обществом инженеров нефтегазовой промышленности не выполнялась, и внесение исправлений и изменений является обязанностью авторов. Материал в том виде, в котором он представлен, не обязательно отражает точку зрения SPE, его должностных лиц или участников. Электронное копирование, распространение или хранение любой части данного доклада без предварительного письменного согласия SPE запрещается. Разрешение на воспроизведение в печатном виде распространяется только на реферат объемом не более 300 слов; при этом копировать иллюстрации не разрешается. Реферат должен содержать явно выраженную ссылку на авторское право SPE.

Резюме

В современной традиционной практике построения постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождений нефти и газа естественный фильтрационный поток воды в пласте не учитывается. Основной причиной тому является сложность совместного учета двух процессов – процесс разработки залежи и естественный фильтрационный поток воды в продуктивном пласте. Авторы настоящей статьи сравнивают различные известные подходы к моделированию наклонных флюидальных контактов предложенные ранее арабскими и российскими специалистами для использования в программных комплексах по геологическому и гидродинамическому моделированию. Выявлены преимущества и недостатки предлагаемых подходов. Вдобавок авторы предлагают свой «новый» более реалистичный подход к 3D моделированию залежей нефти и газа с наклонными флюидальными контактами и проведении прогнозных расчетов.

Введение

Залежи нефти и газа, как правило, являются элементами водоносных горизонтов и их систем (рис. 1). В этих водоносных пластах имеет место естественный фильтрационный поток воды, влияющий на гидравлические условия залегания залежей нефти и газа. Следствием этого являются различные напоры вод в разных точках водоносных пластов, что находит своей отражение в негоризонтальности начальных поверхностей газоводяного (ГВК) и водонефтяного (ВНК) контактов. Газонефтяной контакт (ГНК) согласно стационарной теории в естественном фильтрационном потоке воды является горизонтальным. Сегодня в теории и практике разработки месторождений углеводородов практически не уделяется внимание влиянию естественного фильтрационного потока воды на показатели разработки. Однако данный вопрос возникает из практики геологоразведочных работ, подсчета запасов природных углеводородов, 3D моделирования процессов разработки месторождений нефти и газа и повышения конечных коэффициентов извлечения углеводородов.

Многие зарубежные и отечественные исследователи касались этого вопроса. На практике геологам давно приходится сталкиваться с многочисленными примерами наклонных контактов в залежах нефти и газа из-за наличия естественного фильтрационного потока воды в пласте (Levorsen, 1967; Hubbert, 1967). Упомянуть все случаи не предоставляется возможным, но некоторые из них все же заслуживают внимания. Одно из ранних упоминаний влияния фильтрационного потока на соотношения нефти и воды в пласте приводится для месторождения Кашинг в штате Оклахома, США (рисунок 2).



Рисунок 1. Механизм гидравлического условия залегания наклонных залежей нефти и газа

На рисунке 3 показано смещенное в потоке пластовых вод нефтяное месторождение Франни в бассейне Биг-Хорн (Levorsen, 1967; Hubbert, 1967). ВНК на правом крыле отбивается на глубине 1400 футов (427 м), тогда как в левом крыле контакт нефть-вода расположена на отметке 600 футов (183 м).

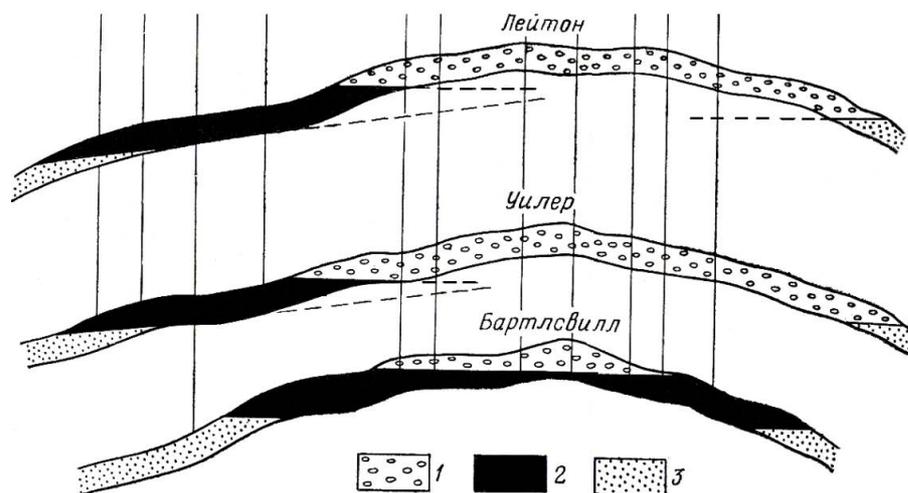


Рисунок 2. Профильный разрез газонефтяного месторождения Кашинг, штат Оклахома, США
1 – газовая шапка; 2 – нефтяная оторочка; 3 – песчаник.

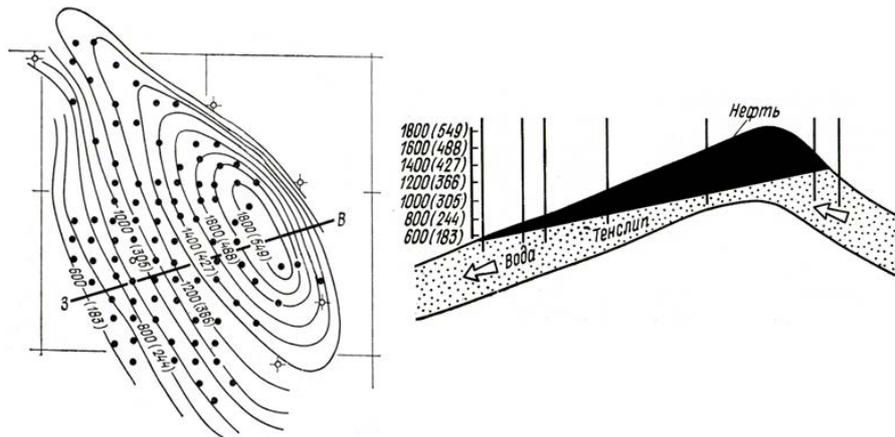


Рисунок 3. Нефтяное месторождение Франни, штат Оклахома, США (Hubbert, 1953) [3, 6]

Интерес представляют особенности залегания двух нефтяных залежей месторождения Сейдж-Крик в штате Вайоминг и Аппер-Вали в штате Юта, США (рисунок 4). Как указано в работе (Levorsen, 1967), незнание гидродинамического режима этого района привело геологов к предположению о наличии залежи в сводовой части структуры. Однако пробуренные там скважины дали при испытании только воду и после таких неудач структура была списана из рассмотрения как лишенная скоплений углеводородов. В действительности же залежи были смещены потоком пластовой воды из свода структур, но не из пределов их ловушек.

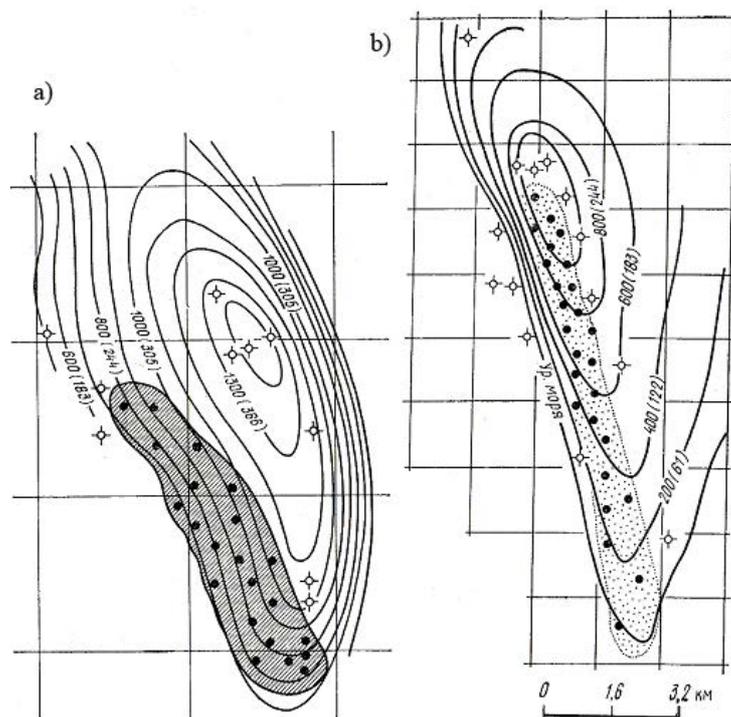


Рисунок 4. Структурная карта и контуры смещенной нефтяной залежи месторождения
а) Сейдж-Крик и б) Аппер-Вали [3, 4]

Влияние естественных гидродинамических процессов на условия залегания залежей нефти и газа в продуктивных пластах впервые экспериментально было установлено давно (Levorsen, 1967; Hubbert, 1967). На основе лабораторных исследований были получены выводы, что при движении пластовых вод водонефтяной и газовойодяной контакты наклонены в направлении движения воды

[1]. Впервые аналитические зависимости наклона ГВК и ВНК от гидродинамического градиента были установлены американскими учеными У.Л. Расселом и М.К. Хаббертом. Одновременно с ними советский ученый В.П. Савченко в 1951 году вывел свои формулы для определения величины наклона газовой и водонефтяной контактов (Савченко, 1951).

С явлением смещения нефтяной залежи в России впервые столкнулся ученый В.П. Савченко в 1942 году при изучении Калиновско-Новостепановского месторождения (Савченко, 1974). Нефтяная залежь этого месторождения, расположенная под крупной газовой шапкой, имела только на южном крыле структуры. На северном же она отсутствовала, и газ на этом крыле приходил в непосредственный контакт с «крыльевой» водой.

Авторы недавних публикаций (Stenge, 1999; Stenge, 2003) исследовавшие крупнейшую залежь нефти в Саудовской Аравии обнаружили, что она имеет наклонный водонефтяной контакт. Разница между наивысшей и наименьшей отметкой ВНК составила 815 футов (248 метров). Настоящая причина смещения контакта до сегодняшнего дня точно не определена. Считается, что наклон контакта вызван движением вод в региональном водоносном бассейне с запада на восток. Не исключается и другая причина – неравномерный региональный температурный градиент на восточной части Аравийского полуострова, что могло повлиять на свойства насыщающих флюидов.

В работах известных российских ученых К.Б. Аширова, Ю.П. Гаттенбергера, М.И. Зайдельсона, В.Н. Корценштейна представлены интересные результаты по изучению скоростей фильтрационных потоков на месторождениях Татарии, Ставропольского края и Западной Сибири (Корценштейн, 1977). Исследования показали, что скорость потока вод на Ромашкинском месторождении в пласте Д₁ составляет 9,125 см/год, наклон водонефтяного контакта – 10 м. А на Бавлинском месторождении скорость потока равна 12,77 см/год. На газовых месторождениях Ставропольского края скорость потока достигала максимальной величины – 20 см/год. Первоначальный наклон ГВК в сеноманских отложениях Ямбургского, Уренгойского месторождений и также месторождения Медвежье составляло около 10-18 м, при этом скорость движения пластовых вод составило до 20 см/год (Корценштейн, 1977).

Традиционные подходы к моделированию наклонных контактов

В современной традиционной практике построения постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождений нефти и газа естественный фильтрационный поток воды в пласте не учитывается. Основной причиной тому является сложность совместного учета двух процессов – процесс разработки залежи и естественный фильтрационный поток воды в продуктивном пласте (Закиров, 2009).

Впервые попытка учесть естественный фильтрационный поток воды при моделировании разработки продуктивных пластов дается в работах арабских специалистов (Hsueh и др, 1999; John Gao, 2015). Авторы работы предложили четыре подхода к моделированию наклонных флюидальных контактов для использования в программных комплексах по 3D геологическому и гидродинамическому моделированию.

Немного позднее сотрудники лаборатории нефтегазоконденсатоотдачи Института проблем нефти и газа РАН на основе решения задач в 3D нестационарной многофазной постановке детально исследовали всевозможные конфигурации залежей углеводородов при наличии фильтрационного потока воды (Закиров и др., 2009). Они предложили наиболее реалистичный подход к учету естественного фильтрационного потока пластовой воды при создании 3D геолого-гидродинамических моделей и проведении прогнозных расчетов.

Далее в данной статье будут описаны 5 подходов (или методов) - предложенные арабскими (4 подхода) и российскими (1 подход) специалистами (Hsueh и др, 1999; Закиров, и др., 2009;). Также будут показаны преимущества и недостатки предлагаемых подходов к моделированию наклонных контактов в 3D геолого-гидродинамическом моделях по причине естественного фильтрационного

потока воды в пласте. Вдобавок авторами настоящей статьи будет предложен новый более реалистичный подход к моделированию залежей нефти и газа с наклонными флюидальными контактами.

Первый подход основан на моделировании наклонного контакта с помощью корректировки капиллярных давлений (рис. 5). Наклонное положение ВНК предлагается моделировать за счет задания различного распределения капиллярных давлений от водонасыщенности в разных частях гидродинамической модели залежи.

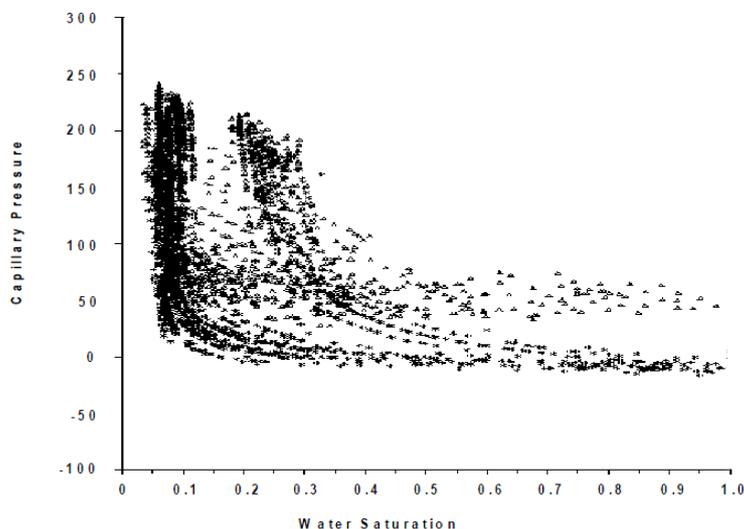


Рисунок 5. Различные значения капиллярных давлений от водонасыщенности (Hsueh и др, 1999; John Gao, 2015).

Авторы предлагаемого метода считают, что недостаток ее в том, что на практике крайне сложно качественно определить хотя бы одну кривую капиллярного давления от водонасыщенности. Другой недостаток – это отсутствие фильтрационного потока воды под флюидальным контактом в численной модели. Таким образом, данный подход не применим, если речь идет о моделировании естественного фильтрационного потока пластовой воды.

Второй подход - моделирование наклонного контакта с установлением заданных индивидуальных значений насыщенностей для каждой ячейки в модели пласта (рисунок 6).

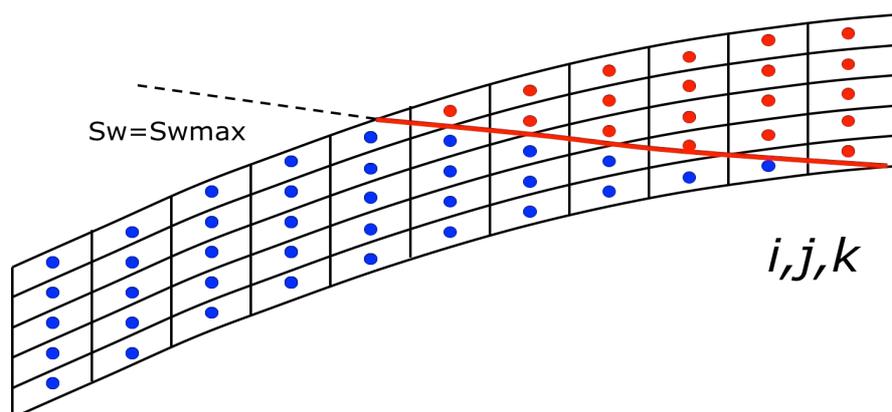


Рисунок 6. Определение индивидуальных значений насыщенностей для каждой ячейки в модели.

Этот случай может иметь место в случае большого контраста в распределении насыщенности в вертикальном направлении. Однако это может стать причиной неустойчивости ГВК и ВНК как на

момент инициализации, так и при воспроизведении истории разработки. Тестовый расчет всего лишь на 15 лет показал, что значения насыщенности вблизи контакта вода-нефть изменились.

Третий подход заключается в создании в численной модели продуктивного пласта нескольких независимых равновесных областей (рисунок 7). Такая инициализация является простой в применении. Модельная площадь разделяется на несколько (два и более) равновесных областей с разными отметками флюидальных контактов.

Однако тестовый расчет на такой модели показал, что существуют различия в значениях на 10-ый расчетный год. Вторым недостатком этого подхода заключается в том, что в случае водоплавающей залежи с единым ВНК необходимо смоделировать множество равновесных областей для покрытия всего водонефтяного контакта, что является достаточно трудоемким занятием.

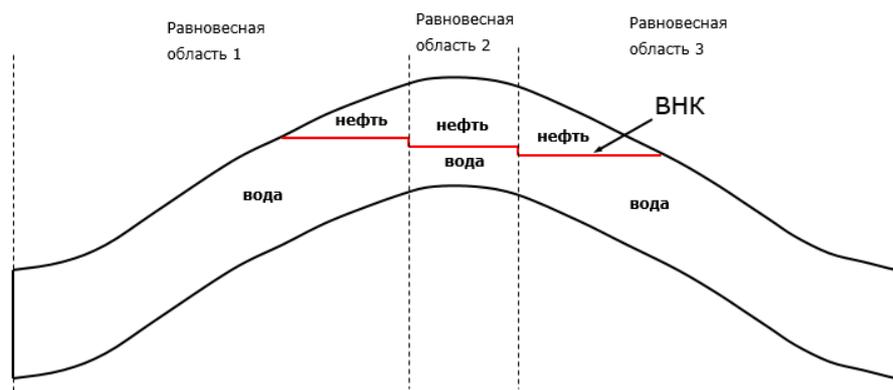


Рисунок 7. Создание нескольких независимых равновесных областей в модели продуктивного пласта.

Четвертый подход к моделированию естественного фильтрационного потока воды – это задание в модели псевдо нагнетательных и добывающих скважин (рисунок 8). Данный метод заключается в нагнетании воды с одной стороны (границы) модели и добычи воды с другой стороны с помощью псевдо скважин для создания наклонного водонефтяного контакта. Действительно формируется естественный фильтрационный поток пластовой воды в пласте под флюидальным контактом. Подобный подход более полно отображает процесс смещения залежи в естественном фильтрационном потоке определенной скорости. Однако, существенный недостаток данного метода заключается в том что любые изменения в проницаемостях, вследствие адаптации истории разработки, могут привести к изменениям глубинной отметки водонефтяного контакта. Становится необходимым моделировать большое количество «разнодебитных» добывающих и нагнетательных псевдоскважин.

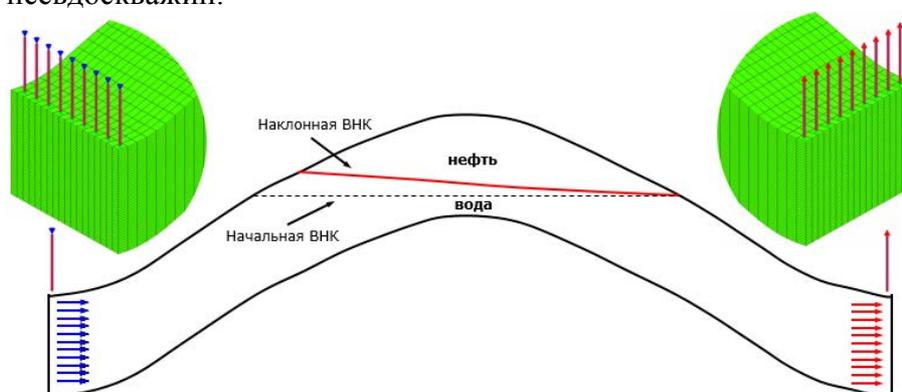


Рисунок 8. Создание наклонного ВНК за счет задания в модели пласта большого количества «разнодебитных» добывающих (красная стрелка вверх) и нагнетательных (синия стрелка вниз)

псевдо-скважин.

И пятый подход моделирования естественного фильтрационного потока воды – это с помощью численных моделей водоносных пластов (рисунок 9). Применение моделей численных водоносных пластов («аквиферов») при моделировании процесса разработки – дело обычное. Например, при адаптации гидродинамических моделей по динамике изменения фактических замеров пластового давления часто используют эту опцию. При этом основными задаваемыми параметрами в численных моделях водоносных бассейнов являются проницаемость (продуктивность), пористость (запасы воды), объем (ширина, высота и толщина) и коэффициенты сжимаемости породы и воды. Очень редко задается конкретная величина давления в модели водоносного пласта. Оно, как правило, приравнивается к давлению на границе модели пласта-коллектора (замка ловушки) и «развешивается» по гидростатическому закону от кровли до подошвы.

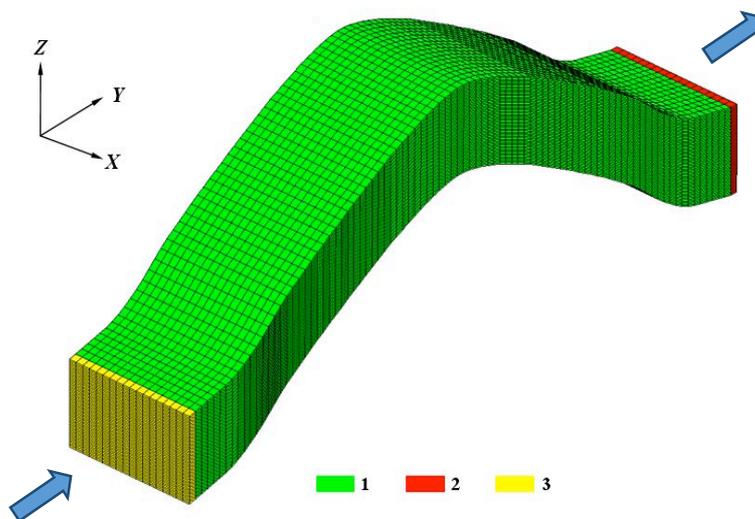


Рисунок 9. Сеточная аппроксимация продуктивного пласта.

1 – геологическая модель, 2 и 3 – подключаемые численные модели водоносных пластов (*пятый подход*)

Преимущество пятого подхода над четвертым заключается в том, что естественный фильтрационный поток воды моделируется перепадом давления (ΔP) между одним из аквиферов (например, «желтым») и гранью модели продуктивного пласта (модель продуктивного пласта условно окрашена в «зеленый» цвет, см. рис. 9). Образуется, встречающийся в природе, естественный гидравлический напор воды за счет разности давлений. Поток воды устремляется из аквифера в продуктивный пласт, распределяясь по всей площади грани модели пласта-коллектора и перетекает во второй аквифер присоединенный к противоположной грани модели продуктивного пласта. Происходит процесс протекания (фильтрации) пластовой воды через пласт из одного аквифера в другой, что в точности повторяет известный механизм гидравлического условия залегания наклонных залежей показанный на рисунке 1.

Хотя данный метод является наиболее подходящим для создания наклонных контактов в 3D моделях пластов с физической точки зрения, но он все же имеет ряд существенных недостатков. Первый недостаток – это неизвестность объемов запасов воды задаваемый в численных аквиферах. Правильно подобрать запасы воды в численных моделях водоносных пластов в определенной степени помогла книга– «Водонапорные системы крупнейших газовых и газоконденсатных месторождений СССР» (Корценштейн, 1977). В ней обосновано утверждается, что запасы воды в водонапорном бассейне Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции составляет не менее 10^{12} м^3 . Математические эксперименты показали, что естественный фильтрационный поток воды в пласте с постоянной скоростью достигается лишь приблизительно

через 3000 лет и при этом объемы воды в аквиферах слева и справа должны составлять не менее 10^{12} м^3 каждая. Варианты расчета при запасах воды в аквиферах 10^6 м^3 и 10^9 м^3 каждая показали, что скорость естественного фильтрационного потока воды возникший в продуктивном пласте за счет задания разности давлений (ΔP) между одним из аквиферов и продуктивным пластом снижается (штрихпунктирные линии синего цвета на рис. 10). Залежи возвращаются в свое первоначальное положение в пласте.

Второй недостаток данного метода – это сверхвысокие скорости фильтрационного потока на момент инициализации. На рисунке 10 показано как меняется во времени скорость фильтрационного потока воды в моделируемой системе «аквифер→пласт→аквифер». Из условно логарифмической зависимости видно, что на момент инициализации в первые приблизительно 5-20 лет имеет место максимальная скорость фильтрационного потока – 100 и более м/год.

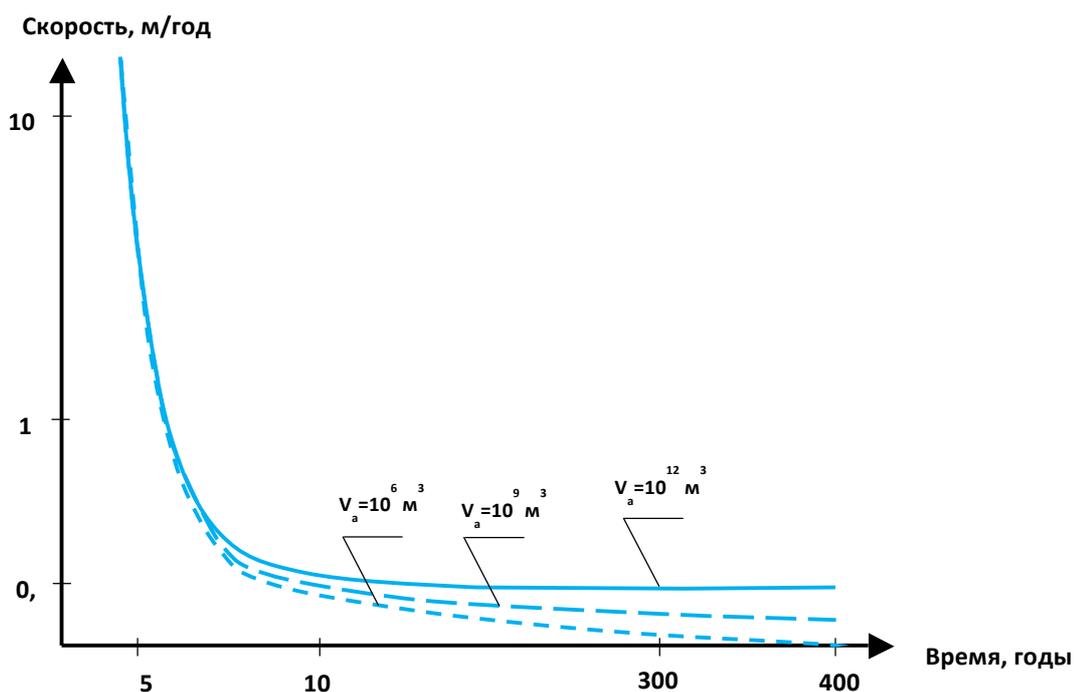


Рисунок 10. Динамика изменения скорости фильтрационного потока в системе «аквифер→пласт→аквифер».

Как уже было упомянуто ранее лишь к 3000 расчетному году скорость потока стабилизируется до допустимых значений – около 0,1 м/год (сплошная линия синего цвета) и сохраняется постоянной следующие 1000 лет. Не исключено что при большем расчетном времени (>1000 лет) скорость фильтрационного потока будет снижаться. Однако для нас важно, чтобы скорость фильтрационного потока не изменилась за период разработки месторождения в 50-100 лет.

На рисунке 11 представлены результаты математических экспериментов по смещению нефтяной залежи при различных скоростях естественного фильтрационного потока воды.

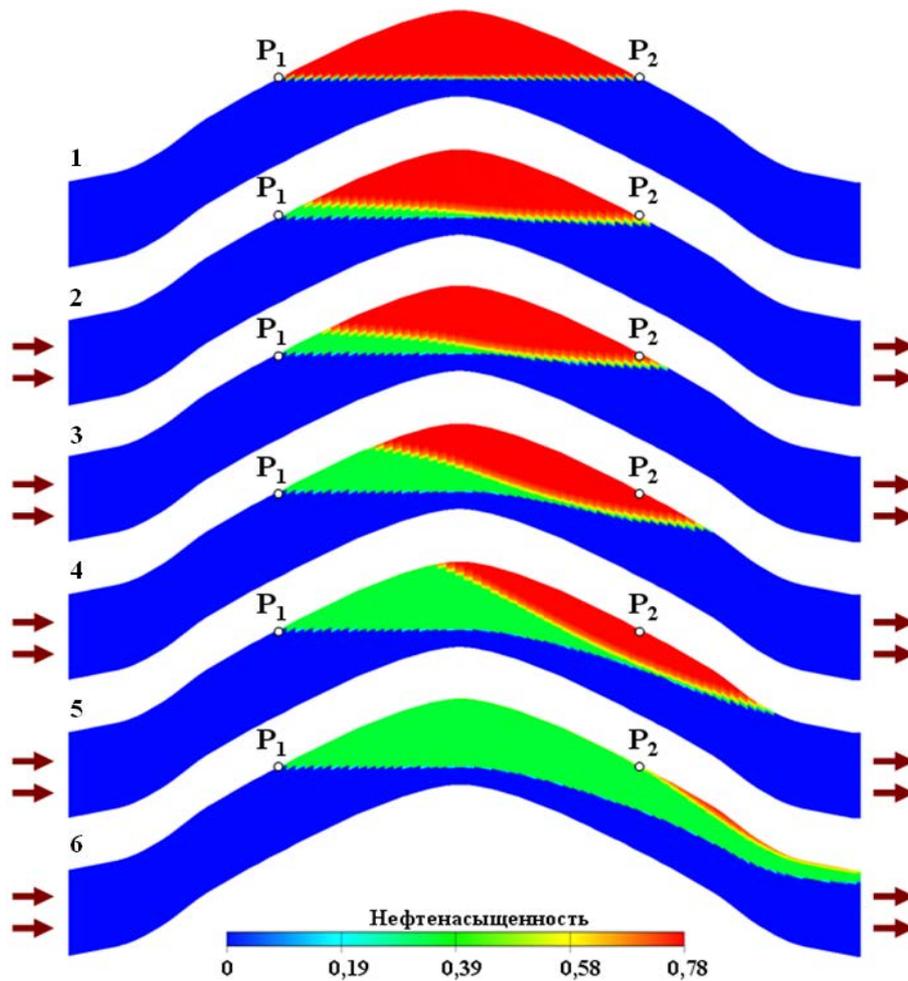


Рисунок 11. Профильный разрез модели и конфигурации флюидальных контактов нефтяной залежи. 1 – при $\Delta P=0$, 2 - $\Delta P=0,1$ МПа, 3 - $\Delta P=0,2$ МПа, 4 - $\Delta P=0,5$ МПа, 5 - $\Delta P=1$ МПа, 6 - $\Delta P=2$ МПа.

Точки P_1 и P_2 – это местоположение гипотетических добывающих скважин на контуре нефтеносности. На начальный момент времени при $t=0$ значения давлений в точках P_1 и P_2 равны 30,92 МПа (рис. 11.1). На рисунках 11.1-11.6 представлены 5 вариантов расчета. Превышения давления ΔP в одном из аквиферов (левом) над начальным пластовым давлением на грани модели пласта-коллектора (у замка ловушки) в вариантах 1, 2, 3, 4 и 5 составляет 0,1, 0,2, 0,5, 1 и 2 МПа соответственно. Для того чтобы нефтяная залежь заняла устойчивое положение в пласте-коллекторе под воздействием движущейся воды с постоянной скоростью, требуется приблизительно 3000 лет (до достижения постоянства величин насыщенности и давления в ячейках модели). Полное расчетное время составляет 4000 лет. Скорость установившегося фильтрационного потока постоянна на протяжении следующих 1000 расчетных годов. Результаты расчетов конфигурации ВНК на конечный момент времени (на 4000 расчетный год) представлены на рисунке 11 и в таблице 1. Здесь прослеживаются характерные моменты смещения нефтяной залежи. На рисунке 11.1 показан случай скорость $v=0$ м/год, т.е. естественный фильтрационный поток воды в продуктивном пласте либо отсутствует либо крайне мал и ВНК горизонтальный. При скорости естественного фильтрационного потока воды (v) равной 0,043 м/год расстояние между наименьшей и наивысшей отметками ВНК ($\Delta H_{внк}$) составила 18 м (рис. 11.2). При скорости фильтрационного потока 0,087 м/год величина $\Delta H_{внк}$ составила уже 39 м (рис. 11.3). В

варианте 3 при v равной 0,227 м/год $\Delta H_{внк}$ составил 91 м (рис. 11.4). Наибольший наклон ВНК характерен для $v=0,480$ м/год, здесь $\Delta H_{внк}$ составил 169 м (рис. 11.5). При скорости фильтрационного потока воды 1,07 м/год наблюдалось расформирование нефтяной залежи через правый замок ловушки (рис. 11.6). При высоком гидродинамическом градиенте наклон ВНК превышает угол падения пласта-коллектора, и тогда нефть вымывается из ловушки.

Таблица 1. Результаты математических экспериментов смещения нефтяной залежи в естественном фильтрационном потоке воды.

№ вар.	ΔP , МПа	P_1 , МПа	P_2 , МПа	$\Delta H_{внк}$, м	v , м/год
1	0,1	31,00	30,97	18	0,043
2	0,2	31,08	31,01	39	0,087
3	0,5	31,31	31,13	91	0,227
4	1	31,69	31,32	169	0,480
5	2	32,43	31,51	Расформ.	1,070

Анализ результатов расчета по смещению залежей нефти и газа в естественном фильтрационном потоке воды показал, что время необходимое для того, чтобы нефтяная залежь в пласте заняла смещенное неподвижное положение, гораздо больше, чем для газовой залежи. Если для газовой залежи при принятых исходных данных это время составляет около 1200 лет, то для нефтяной – 3000 лет. Однако нефтяная залежь при одних и тех же скоростях фильтрационного потока воды и исходных данных более подвержена смещению, чем газовая залежь. Так, например, при $v=0,046$ м/год смещение ВНК составляет 18 м, а ГВК – 9 м.

Еще одним существенным недостатком данного (пятого) метода моделирования наклонных контактов – это то, что происходит заметное сокращение запасов нефти за счет формирования зон с остаточной нефтенасыщенностью за фронтом вытеснения нефти водой. Запасы нефти расформируются вследствие ее поступления в изначально водонасыщенную зону (рисунки 11 и 12а).

Новый подход к моделированию наклонного контакта

Далее излагается новый подход к моделированию наклонного контакта в естественном фильтрационном потоке воды. Сеточное разбиение и параметры продуктивного пласта, моделируемого слева и справа от модели водоносного пласта (рис. 6), зависимости свойства воды и нефти от давления, а также относительные фазовые проницаемости для воды, и нефти, капиллярные давления приняты такими же, как и в ранее поставленных экспериментах (Закиров и др., 2009). Фильтрационные процессы рассматриваются в двухфазной (нефть-вода) постановке.

На рисунке 12 в профильном разрезе представлена схема формирования нефтяной залежи за счет глубинного притока нефти. За приточный канал принимается одна срединная ячейка являющиеся продолжением приточного канала, заканчивающегося у подошвы пласта-коллектора. Соответственный размер приточного канала равен размеру ячейки и составляет 200×150 м. Подразумевается, что именно такими размерами обладает этот канал. При этом нас не интересует ни его конфигурация, ни строение и коллекторские свойства. Отметим, что при наличии истории разработки моделирование притока глубинной нефти основывается на предположении и допущении что определяющая роль в формировании залежей нефти и газа – это постоянная глубинная подпитка месторождений углеводородами и возобновление запасов (Муслимов, 2007; Дмитриевский, 2010).

Предлагаемый «новый» подход обеспечивает абсолютно полный и физичный учет сосуществующих одновременно двух процессов - процесс разработки залежи и естественный фильтрационный поток пластовой воды. Во-первых, смещение залежи происходит в установившемся фильтрационном потоке воды с постоянной скоростью. Нефть, заполняя ловушку, смещается на правое крыло. Из рис. 12б видно, что поступающая в залежь нефть оставляет за собой лишь небольшой след под ВНК в виде зоны с насыщенностью по нефти. Не образуется зона с остаточной нефтенасыщенностью (или остаточной газонасыщенностью в случае смещения газовой залежи) за фронтом вытеснения нефти водой, как это показана на рисунках 11 и 12а (область зеленого цвета).

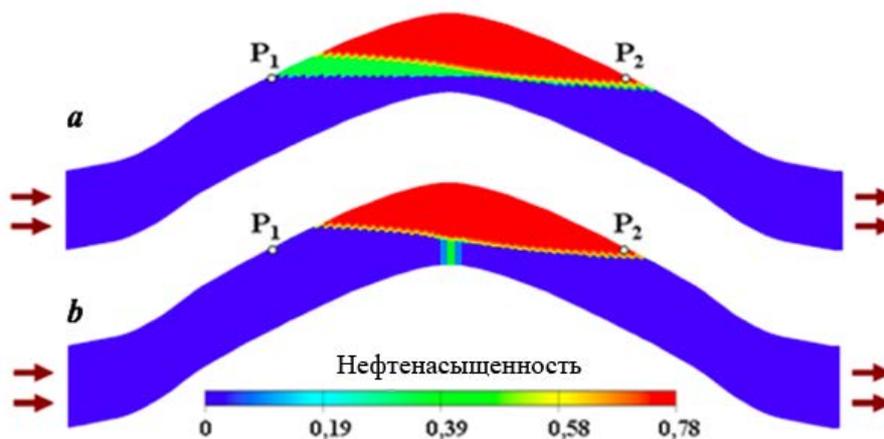


Рисунок 12. Профильный разрез трехмерной модели пласта-коллектора
 а) – подход, предложенный ИПНГ РАН в 2009 г. [4, 6, 7]
 б) – новый (шестой) подход

Моделирование разработки газовой залежей смещенной в потоке пластовой воды

Неоднородность пласта по коллекторским свойствам, гравитационные и капиллярные силы приводят к ситуации, когда границы раздела газ-вода (нефть-вода) могут иметь довольно причудливые конфигурации и не представляют собой «зеркальную» поверхность (Гаттенбергер, 1974; Valleroy, 1982; Stenge, 1999). Другая причина негоризонтальности флюидальных контактов, согласно предыдущему изложению, связана с наличием в пласте естественного фильтрационного потока воды (Савченко, 1977; Гутников, 1991). Смещения флюидальных контактов могут возникнуть при изменении гидродинамической обстановки на месторождении вследствие сторонних техногенных воздействий (Гаттенбергер, 1974). Нетрудно видеть, что начальное положение флюидов в пласте, форма контактов оказывают непосредственное влияние на достоверность подсчета запасов газа и нефти. Однако вопросы учета и влияния естественного фильтрационного потока воды на показатели разработки нефтяных и газовых залежей еще не подвергнуты исследованиям.

Исследование закономерностей разработки газовых месторождений при наличии естественного фильтрационного потока воды становится возможным с привлечением методологии 3D геолого-математического моделирования. В традиционной практике построения математической модели газовой залежи газодобывающий контакт принимается горизонтальным, т.е. естественный фильтрационный поток воды в пласте не учитывается. В настоящей работе сделана попытка исследования особенностей разработки водоплавающей газовой залежи с и без учета наличия в пласте естественного фильтрационного потока воды. Сравнивались во времени показатели разработки двух газовых залежей с горизонтальным и искривленным ГВК при одинаковости запасов газа в пласте. Соответствующие задачи решались в 3D двухфазной (газ-вода) постановке.

Параметры рассматриваемой 3D модели детально были представлены ранее. Наивысшая отметка кровли пласта находится на глубине 3000 м. Запасы газа составляют 64,5 млрд.м³. Величина пластового давления в своде газовой залежи с горизонтальным ГВК составляет 30,61 МПа. Плотности воды и газа в поверхностных условиях равняются соответственно 1027 и 0,966 кг/м³. Коэффициенты динамической вязкости воды и газа в пластовых условиях равны соответственно 0,34 и 0,0245 мПа·с. Продуктивный пласт однородно-анизотропен по коллекторским свойствам. Абсолютная проницаемость по газу в направлении осей *X* и *Y* равна 0,5 мкм²; по *Z* – 0,05 мкм². Коэффициент открытой пористости - 0,25. Коэффициенты остаточной насыщенности составляют - 0,22 для воды, газонасыщенности - 0,04 (рис. 2.4).

Во первых, прежде всего, было необходимо смоделировать смещение отметок газ-вода по отношению к горизонтальной поверхности для газовой залежи в условиях естественного фильтрационного потока. Смещение отметок контактов зависит от величины гидродинамического градиента в пласте. На начало разработки естественный фильтрационный поток воды является установившимся. Моделирование газовой залежи с искривленной поверхностью газоводяного контакта осуществляется заданием превышения давления на левом крыле антиклинальной ловушки над начальным пластовым давлением. При $t=0$ в левой части водоносного пласта это превышение давления (ΔP) составляет 0,5 МПа. Во-вторых, при принятом ΔP расчеты до достижения необходимого значения установившейся скорости естественного фильтрационного потока воды в пласте. В третьих, моделируется приток углеводородного флюида через канал в подошве пласта-коллектора (рисунок 12б). При этом расход притока из канала принимается таким, чтобы давление в кровле пласта-коллектора не изменялось за все время заполнения ловушки или не превышало фактической величины пластового давления в кровле.

Согласно предыдущим расчетам, при принятых исходных данных на момент времени приблизительно 1200 лет залежь приобретает смещенное, но устойчивое положение в созданном потоке воды. В реальном случае величина указанного превышения давления над начальным пластовым подбирается из условия, чтобы расчетная и фактическая конфигурации ГВК совпали.

На момент разработки величина пластового давления в своде газовой залежи с горизонтальным ГВК принимается равной пластовому давлению в своде залежи со смещенным газоводяным контактом. Скорость естественного фильтрационного потока воды в пласте оказывается равной 0,238 м/год и в последующие годы разработки залежи сохраняется постоянной. Величина смещения газоводяного контакта достигает 43 м. На рисунке 12 представлены профильные разрезы гидродинамических моделей пластов для двух вариантов: с горизонтальным и искривленным газоводяными контактами соответственно.

Для простоты анализа принимается, что в двух сравниваемых вариантах расчета каждая из рассматриваемых залежей ((1) с горизонтальным и (2) негоризонтальным газо-водяным контактом) дренируется одной добывающей скважиной, расположенной в своде пласта и вскрывающей в обоих случаях 30 м газонасыщенной толщины (из общей – 80 м). Каждая скважина эксплуатируется при постоянной депрессии на пласт – 0,6 МПа. Прогнозные расчеты выполнены на 100 лет. В проведенных исследованиях скважина отключается при достижении дебита по газу 10 тыс. м³/сут.

Выполненные прогнозные расчеты и сопоставление результатов позволяет отметить следующее.

- Из рисунка 13 видно, что в течение 30 лет с начала разработки первый и второй варианты характеризуются одинаковой интенсивностью падения пластового давлений в своде залежей. В первом варианте падение давления в залежи длится 37 лет, после чего начинается процесс его восстановления. Восстановление давления во втором варианте происходит спустя 30 лет разработки. Однако процесс восстановления давления во втором варианте более длительный, чем в первом. Если в первом варианте процесс восстановления давления до величины 30,0 МПа занимает 18 лет, то для второго варианта это время – около 30 лет. Из рис. 13 также видно, что давление во втором варианте восстанавливается до значения 28,7 МПа также быстро, как и в

первом варианте. Однако, в период падающей добычи восстановление давления более продолжительно во втором варианте.

- Рисунок 14 свидетельствует о наличии различий в отборах газа из залежи с искривленным ГВК по отношению к залежи с горизонтальным газоводяным контактом. Переход на падающую добычу газа во втором варианте происходит через 30 лет, или почти на 7 лет раньше, чем в первом варианте. Период падающей добычи в первом варианте составляет 43 года. Для второго варианта характерен более продолжительный период падающей добычи – 64 года. Из рисунка видно, что падение добычи в период падающего отбора в первом варианте более интенсивное по сравнению со вторым вариантом.

- Зависимости от времени темпов отбора воды из добывающей скважины при постоянной депрессии на пласт представлены на рисунке 15. Здесь видно, что годовые отборы для воды симметричны годовым отборам для газа.

- Согласно расчетам, объемы накопленной добычи газа для первого и второго вариантов характеризуются одинаковыми значениями в первые 30 лет разработки. Накопленная добыча газа в первом варианте продолжает линейно возрастать приблизительно до 40-го года и на 79-й год добыча прекращается. Во втором варианте накопленная добыча газа достигает максимального значения на 94-й год разработки (рисунок 16).

- Изменения во времени водогазового фактора в скважине для двух вариантов, согласно рисунку 17 отличаются следующим. В первом варианте скважина характеризуется безводным дебитом первые 38 лет разработки. Затем водогазовый фактор начинает расти и на 79-й год достигает величины $0,013 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Во втором варианте период безводной эксплуатации скважины менее продолжителен – 35 лет. Однако здесь скважина в дальнейшем эксплуатируется с меньшим значением водогазового фактора. На 65-й год разработки водогазовый фактор во втором варианте составляет $0,002 \text{ м}^3/\text{м}^3$, т.е. 2 м^3 воды на 1000 м^3 газа. На конец разработки (94-й год) водогазовый фактор в скважине для второго варианта равен $0,013 \text{ м}^3/\text{м}^3$, т.е. 13 м^3 воды на 1000 м^3 газа.

- Суммарное количество воды, поступившей в залежь для первого и второго вариантов, характеризуется следующим. Максимальный объем поступившей в залежь воды составляет 267 млн. м^3 для обоих вариантов. Первые 30 лет объемы вторгшейся воды практически равны, отличаются лишь на объем воды, привносящийся естественным фильтрационным потоком воды в залежь. Эта разность составляет $85045 \text{ м}^3/\text{год}$. Зависимости от времени объемов вторгшейся воды расходятся в силу различных объемов накопленной добычи газа по вариантам (рисунок 18).

Таким образом, моделирование естественного фильтрационного потока воды приводит к новым формулировкам задач теории разработки месторождений углеводородов. Математические эксперименты позволили установить новые особенности, сопровождающие процессы разработки газовых залежей с естественным фильтрационным потоком воды.

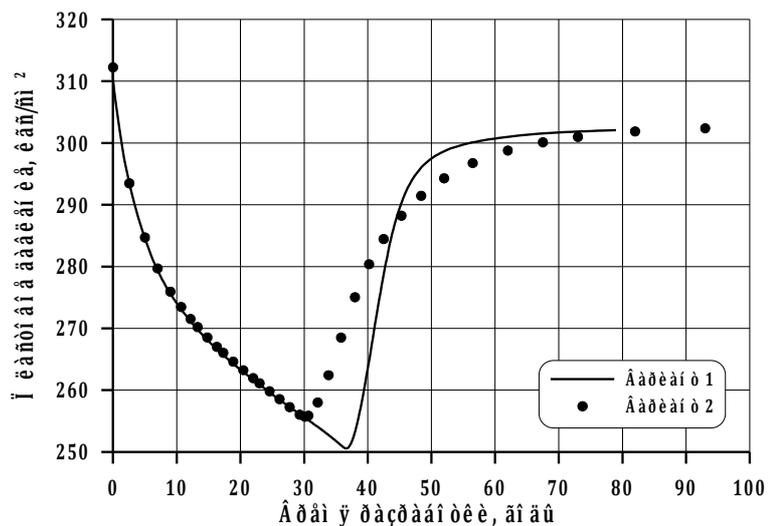


Рисунок 13. Зависимости пластового давления от времени для первого (1) и второго (2) вариантов.

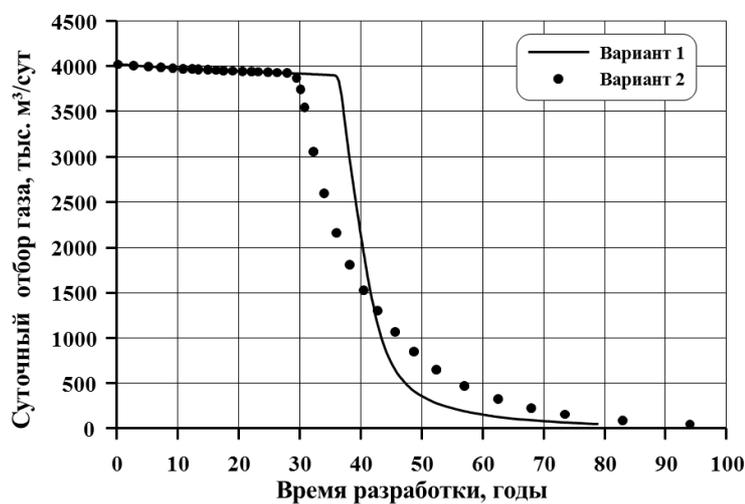


Рисунок 14. Зависимости темпов отборов газа от времени для первого (1) и второго (2) вариантов.

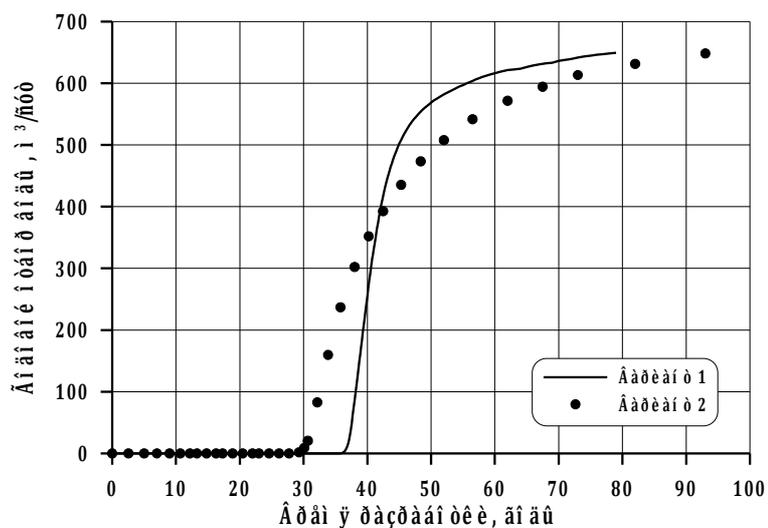


Рисунок 15. Зависимости темпов отборов воды от времени для первого (1) и второго (2) вариантов.

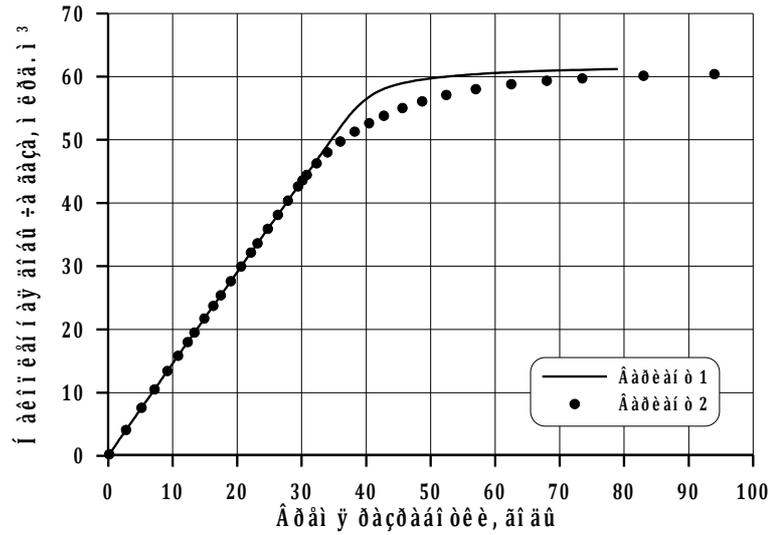


Рисунок 16. Зависимости объемов накопленной добычи газа от времени для первого (1) и второго (2) вариантов.

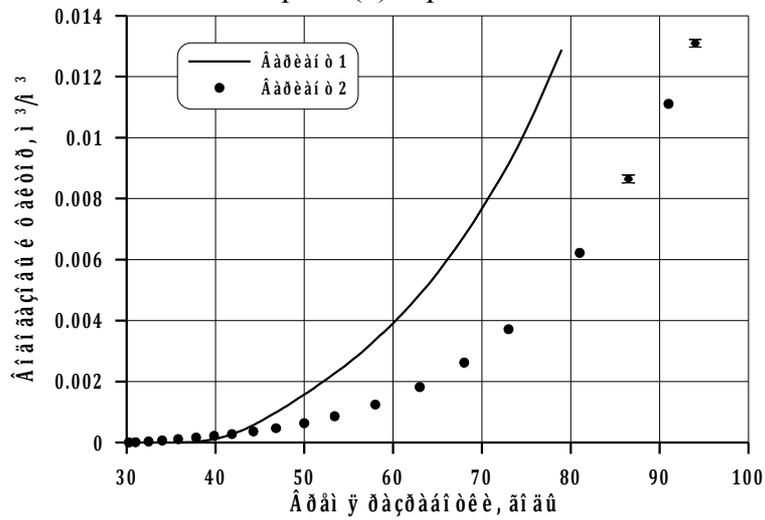


Рисунок 17. Зависимости водогазового фактора в скважине от времени для первого (1) и второго (2) вариантов.

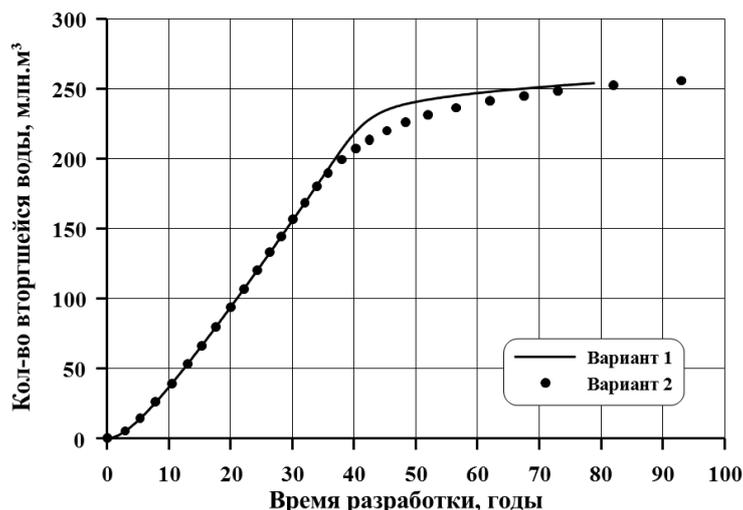


Рисунок 18. Зависимости суммарного количества воды, поступившей в залежь от времени для первого (1) и второго (2) вариантов.

Заключение

Таким образом, применительно к подсчету запасов, построению 3D геолого-гидродинамических моделей и проведению прогнозных расчетов предлагается новый алгоритм моделирования естественного фильтрационного потока воды в продуктивном пласте:

Шаг 1. По результатам геолого-геофизических исследований устанавливается факт наличия естественного фильтрационного потока воды и его направленность.

Шаг 2. В численной модели водоносного пласта за пределами залежи, где наивысшая отметка флюидального контакта, задается некоторое значение превышения давления в численной модели водоносного пласта ΔP над начальным пластовым на границе залежи - замке ловушки.

Шаг 3. С использованием созданной 3D гидродинамической модели при принятом ΔP и отсутствии работы добывающих (и нагнетательных) скважин проводятся расчеты до достижения необходимого значения установившейся скорости естественного фильтрационного потока воды в пласте.

Шаг 4. Моделируется приток углеводородного флюида через канал в подошве пласта-коллектора. При этом расход притока из канала принимается таким, чтобы давление в кровле пласта-коллектора не изменялось за все время заполнения ловушки или не превышало фактической величины пластового давления в кровле. При этом накопленная закачка должна соответствовать запасам утвержденным геологами и проектными документами.

Шаг 5. Расчеты, в итерационном цикле при разных значениях ΔP , продолжаются до требуемого совпадения расчетных и фактических отметок флюидального контакта.

Шаг 6. Найденная в результате этого величина ΔP задается неизменной в дальнейших прогнозных расчетах.

Предлагаемый новый подход представляет практический интерес для специалистов, занимающихся подсчетом запасов нефти и газа и созданием 3D геологических и гидродинамических моделей продуктивных пластов для проектных документов по разработке месторождений нефти и газа. Некорректный учет наличия естественного фильтрационного потока может привести к значительным погрешностям при прогнозировании показателей разработки месторождений нефти и газа.

Благодарность

Исследование выполнено при финансовой поддержке РНФ в рамках научного проекта №15-19-00275.

Список использованных источников:

1. A.I. Levorsen, 1967, *Geology of Petroleum*, Second Edition
2. M. Hubbert, 1967, *Application of hydrodynamics to oil exploration*, 7th WPC
3. M. Hubbert, 1987, *Darsys Law: Its Physical Theory and Application to Entrapment of Oil and Gas*, *History of Geophysics*, Volume 3
4. J.P. Valleroy, 1982, *A Hydrological Interpretation of the Ghawar Arab-D OOWC*, Exxon internal report EP-82-15
5. B. Stenge et al, 1999, *Assesing the original oil-water contact in the Haradh Arab-D*, SPE-71339
6. B. Stenge et al, 1999, *Regional Temperature Gradient A Key to Tilted OOWC*, SPE-53197
7. B. Stenge et al, 2003, *Tilted original oil/water contact in the Arab-D reservoir, Ghawar field, Saudi Arabia*. *Geo Arabia*, Vol. 8 No. 1, 2003 Gulf Petrolink, Bahrein
8. M. Asgarov et al, 2015, *The Hydrodynamic Aquifer Studies in Azeri Field*, SPE-177392-MS
9. John Gao, Bart Schijer, 2015, *Different Methods of Modelling Tilted Free Water Levels and the Impact on Field Production*, SPE-175593
10. В.П. Савченко *Формирование, разведка и разработка месторождений газа и нефти М.*; Недра; 1977, 414 с.
11. Ю.П. Гаттенбергер *Смещение и переформирование залежей нефти и газа под влиянием разработки месторождений «Нефтепромысловая геология» (Труды ВНИИ, вып. 59)*. М., «Недра», 1974, с. 96-111
12. Ю.П. Гаттенбергер, А.Н. Березаев *Перемещение нефти из залежи под влиянием разработки соседних месторождений «Новости нефтяной и газовой техники, нефтепромысловое дело»*, 1961, №2, с. 22-25
13. Ю.П. Гаттенбергер, А.А. Карцев *Влияние разработки нефтяных и газовых месторождений на гидрогеологические обстановки и его прогнозирование «Формирование подземных вод как основа гидрогеологических прогнозов» (Материалы I Всесоюзной гидрогеологической конференции)*. М., «Наука», 1982, т. 2, с. 186-189
14. Ю.П. Гаттенбергер и др. *О причинах наклона водонефтяного контакта Радаевского месторождения «Исследования в области нефтепромысловой геологии»*, вып. 50. М., (ВНИИ), 1974, с. 100-103
15. А.И. Гутников, Жолдасов А., Закиров С.Н. и др. *Взаимодействие залежей газа и нефти с пластовыми водами / Под общ. Ред. С.Н. Закирова*. – М.: Недра, 1991. 189с.
16. С.Н. Закиров, И.М. Индрупский, Э.С. Закиров и др. *Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2*. – М.-Ижевск. Институт компьютерных исследований, 2009. – 484 с.
17. Р.Х. Муслимов *Определяющая роль фундамента осадочных бассейнов в формировании, постоянной подпитке (возобновлении) месторождений углеводородов*. – «Нефтяное хозяйство», №4, 2007, с. 24-29
18. В.Н. Корценштейн *Водонапорные системы крупнейших газовых и газоконденсатных месторождений СССР М.*: «Недра», 1977, 247 с.
19. А.Н.Дмитриевский, Б.М. Валяев *Дегазация Земли: геотектоника, геодинамика, геофлюиды; нефть и газ; углеводороды и жизнь. Материалы Всероссийской конференции с международным участием, посвящённой 100-летию со дня рождения академика П. Н. Кропоткина, 18-22 октября 2010 г.* - М.: Геос, 2010. -712 с.