

Изменение состава пластового флюида при разработке многопластовых месторождений с тектоническими нарушениями

М.С. Космачева

соискатель
m.kosma4eva@yandex.ru

И.М. Индрупский

д.т.н., заведующий лабораторией
i-ind@ipng.ru

ИПНГ РАН, Москва, Россия

Цель данной работы заключается в выявлении взаимовлияния разрабатываемой и неразрабатываемой залежей нефти многопластового месторождения, осложненного тектоническим нарушением, обуславливающим гидродинамическую связь между пластами. Оценка проводится методами гидродинамического моделирования на гипотетическом участке многопластового нефтяного месторождения. Проведенные многовариантные расчеты позволили сделать вывод, что наличие гидродинамической связи по разлому между разрабатываемой залежью и залежью с отложенным вводом в эксплуатацию может значимо влиять на основные показатели добычи, а также приводить к изменению запасов, состава и свойств пластовой нефти неразрабатываемой залежи до ввода ее в эксплуатацию.

Материалы и методы

Исследование выполнено на основе анализа литературных данных и численного моделирования с использованием многокомпонентной 3D гидродинамической модели гипотетического участка многопластового нефтяного месторождения, основанной на исходных данных по одному из месторождений Западной Сибири и реализованной в программном пакете RFD tNavigator.

Ключевые слова

тектоническое нарушение, проводящий разлом, многопластовое месторождение, гидродинамическое моделирование, газовый фактор, компонентный состав

В данной статье авторы продолжают серию исследований, начатых в работах [1–3]. Их общая направленность связана с изучением влияния тектонических нарушений на разработку нефтяных залежей. В отличие от предшествующих работ по данной тематике [4–8], в [2–3] учитывалось, что в процессе разработки залежи дизъюнктивные нарушения могут служить путями перетока флюидов между продуктивными горизонтами. Рассмотрен случай взаимосвязи по разлому нефтяной залежи и водоносного пласта. Показано, что влияние подобных перетоков на показатели работы отдельных скважин и залежи в целом может быть значительным. При этом основной механизм влияния связан с дополнительным поддержанием давления в разрабатываемом пласте поступающим по разлому флюидом.

Другой типичной ситуацией является наличие тектонических нарушений на многопластовых месторождениях, когда единый разлом прослеживается в разрезе нескольких продуктивных пластов. Систему разработки многопластовых нефтяных месторождений определяют выбор и порядок ввода эксплуатационных объектов, схема вскрытия и эксплуатации продуктивных пластов скважинами, способы регулирования использования пластовой энергии. Каждый эксплуатационный объект разбуривается самостоятельной сеткой скважин и включает в себя один или несколько пластов, которые при объединении должны соответствовать ряду требований: иметь достаточные запасы углеводородов, схожие геолого-физические характеристики, свойства и составы насыщающих флюидов, отделяться от выше- и нижележащих коллекторов пачкой глинистых пород и пр. На практике эти условия почти никогда не выполняются, что негативно сказывается на эффективности и полноте выработки запасов. В качестве рациональной альтернативы предусматривается отложенная

разработка отдельных пластов в качестве возвратных объектов или за счет углубления скважин по мере вывода их из эксплуатации на первоочередных объектах разработки. Следует ожидать, что в этом случае наличие проводимого тектонического нарушения может оказывать влияние как на динамику показателей разработки эксплуатируемого пласта, так и на характеристики объекта с отложенным вводом в эксплуатацию. Оценка данного влияния методами гидродинамического моделирования посвящена настоящая статья.

Расчетная модель и исходные данные

Итак, цель данной работы состоит в выявлении характерных особенностей разработки и оценке взаимодействия между залежами нефти многопластового месторождения, осложненного наличием тектонического нарушения, обеспечивающего гидродинамическую связь между пластами.

Для проведения многовариантных гидродинамических расчетов использована ранее созданная 3D статическая (геологическая) модель гипотетического участка многопластового нефтяного месторождения [2]. Участок состоит из двух залежей, расположенных на расстоянии 250 м по глубине друг относительно друга. Оба нефтенасыщенных пласта условно приняты однородными, но с различающимися значениями фильтрационно-емкостных свойств (далее — ФЕС). В отличие от работ [2, 3], оба пласта в модели содержат залежи нефти с различными начальными составами и физико-химическими характеристиками. Для учета динамики изменения состава пластовых углеводородов в процессе разработки использована трехфазная многокомпонентная модель фильтрации (изотермическая композиционная модель) с расчетом параметров фаз на основе уравнений состояния (EOS), реализованная в программном пакете RFD tNavigator [10].

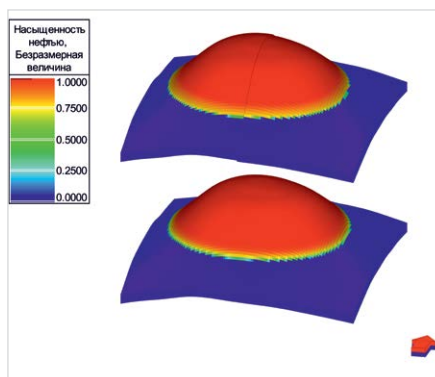


Рис. 1 — Объемный вид 3D модели гипотетического участка нефтяного месторождения. Цветом показана нефтенасыщенность
Fig. 1 — The 3D model of a hypothetical oil field sector. Color shows oil saturation

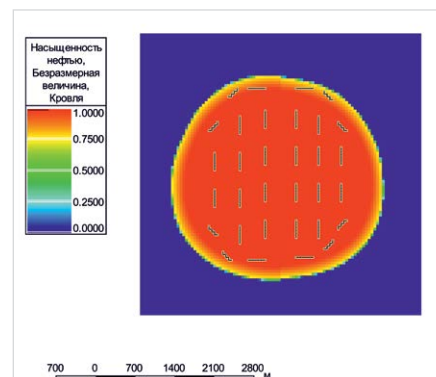


Рис. 2 — Схема размещения ГС, вид сверху
Fig. 2 — Scheme of horizontal well locations, top view

Модель имеет размерность 100×100×35 ячеек. Размеры ячеек в плане $dx=dy=50$ м, по вертикали — $dz=1$ м. Объемный вид 3D модели показан на рис. 1. Задание исходных данных для модели реализовано в рамках концепции эффективного порового пространства (ЭПП) [9]. Кривые относительных фазовых проницаемостей (далее — ОФП) и капиллярного давления (далее — ККД), осредненные свойства коллектора и флюидов, интервалы глубин, начальное пластовое давление и другие необходимые для моделирования данные приняты по аналогии с залежью в юрских отложениях на одном из действующих месторождений Западной Сибири. ФЕС, ОФП и ККД для обоих пластов приняты по данным исследований образцов керн из относительно высокопроницаемой части и из зоны ухудшенных коллекторских свойств объекта-прототипа [2].

Предполагается, что разлом проходит через всю толщину моделируемого разреза в купольных частях залежи и характеризуется малоамплитудным (2 м) сдвигом друг относительно друга правой и левой частей пластов по вертикали с сохранением гидродинамической связи между ними. Вблизи разлома имеет место зона разуплотнения коллектора, в модели представленная участком с измененной проницаемостью шириной в одну ячейку (50 м) по обе стороны от тектонического нарушения.

Различие в значениях начального пластового давления двух пластов соответствует условиям гидростатики: для верхней залежи на уровне ВНК оно составляет 190 бар (1 бар=10⁻¹ МПа), для нижней залежи — 215 бар. Пластовая температура задана одинаковой и равной 37 К (310°С).

Пластовая нефть обеих залежей описывается в рамках единой PVT-модели, представленной 11 чистыми компонентами и одной псевдофракцией C7+ (молекулярная масса — 202 г/моль, критическая температура — 718 К, критическое давление — 1,47 МПа). Предполагается, что нефть двух пластов имеет единый генезис, а заполнение ловушек происходило в направлении снизу вверх по разлому. Различие в начальных составах обусловлено дополнительным разгазированием пластовой нефти, содержащейся в нижнем пласте, при ее дальнейшей миграции в верхний пласт с меньшим

пластовым давлением (считаем, что часть мигрировавшей нефти осталась в ловушке и сформировала верхнюю залежь, а выделившийся при этом газ ушел выше по разлому).

Таким образом, при моделировании исходно задавался только состав пластовой нефти нижней залежи, а для верхней залежи он рассчитывался в соответствии с процедурой дифференциального разгазирования при изменении давления от 215 до 190 бар [11]. Начальные составы пластовой нефти двух залежей приведены в таб. 1. Начальные значения давления насыщения для нефти верхнего и нижнего пластов составили 178 и 202 бар, начальное газосодержание — 158 и 179 м³/м³, вязкость пластовой нефти — 1,17 и 1,01 мПа·с, объемный коэффициент — 1,39 и 1,43 соответственно.

Моделируется система разработки верхней залежи горизонтальными скважинами (далее — ГС) на режиме истощения с переходом к режиму растворенного газа. Воспроизводится стратегия, когда разработка пластов осуществляется по схеме “сверху-вниз” — залежи планируется вводить в эксплуатацию последовательно, начиная с верхней, поскольку одновременное разбуривание экономически не целесообразно. Количество ГС, длина стволов, межрядное расстояние и другие параметры системы разработки определены стандартными методами проектирования. Разбуривание происходит в направлении от купольной части залежи к контуру. Проводка стволов и интервалы вскрытия пласта скважинами заданы с учетом конфигурации флюидальных контактов (рис. 2). При достижении предельной обводненности 98%, минимально рентабельного дебита нефти 0,5 т/сут или газового фактора 5000 м³/м³ скважина закрывается. Эксплуатация скважин осуществляется при забойных давлениях на 20% ниже давления насыщения.

Результаты моделирования

На описанной модели проведена серия расчетов. Все расчетные варианты реализованы в двух версиях: без учета вертикальной проводимости разлома (залежи изолированы) или в предположении, что разлом является раскрытым и обладает высокой проводимостью по вертикали. При этом для обоих случаев поперек тектонического нарушения

Компонентный состав, мол.%

Верхняя залежь		Нижняя залежь	
'H2S'	0,005	'H2S'w	0,005
'CO2'	1,604	'CO2'	1,607
'N2'	0,738	'N2'	0,872
'C1'	49,844	'C1'	53,472
'C2'	4,048	'C2'	3,961
'C3'	2,926	'C3'	2,782
'IC4'	0,603	'IC4'	0,565
'NC4'	1,155	'NC4'	1,078
'IC5'	0,550	'IC5'	0,509
'NC5'	0,547	'NC5'	0,506
'C6'	1,406	'C6'	1,292
'C7+'	36,574	'C7+'	33,351

Таб. 1 — Компонентный состав пластовой нефти

Tab. 1 — Composition of the reservoir oil

(между разделенными разломом частями одной залежи) гидродинамическая связь сохраняется. Для группы вариантов с вертикально проводящим разломом связь между “приразломными” ячейками верхнего и нижнего пластов моделировалась с помощью аппарата несоседних соединений (NNC) [10]. Несоседние соединения позволяют задать ненулевую величину коэффициента проводимости между любыми двумя ячейками на сетке. Данное значение задавалось равным величине, которая имела бы место при непосредственном контакте примыкающих к разлому ячеек нижнего и верхнего пластов по их боковым граням.

В серии исследованных вариантов варьировалось взаимное положение в разрезе высоко- и низкопроницаемого пропластков, то есть менялись местами все свойства коллектора для верхнего и нижнего пластов. Вариант, где верхняя залежь имеет более высокие значения ФЕС, далее обозначается номером 1, а вариант с высокими значениями ФЕС нижней залежи — номером 2.

Влияние проводимости тектонического нарушения на показатели разработки

На рис. 3 и 4 приведено сравнение основных показателей разработки для вариантов

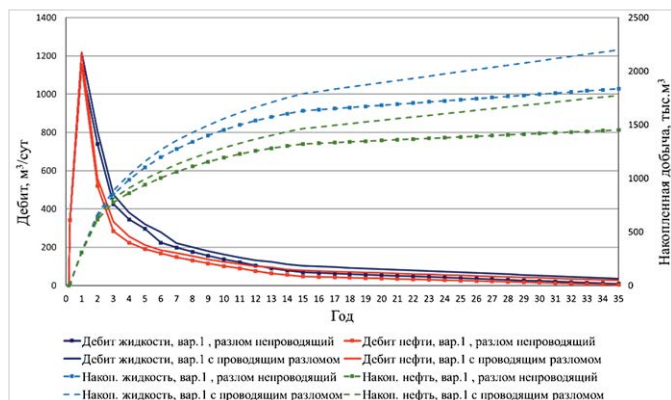


Рис. 3 — Сравнительный график основных показателей разработки по варианту 1 без учета и с учетом проводимости разлома

Fig. 3 — Comparative plot of the production data dynamics for the case 1, leaking or conducting fault

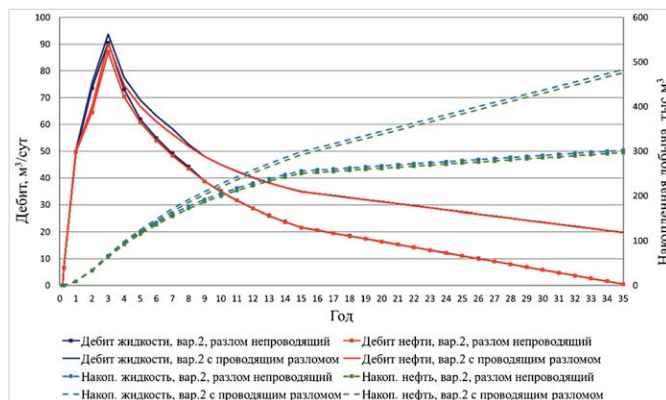


Рис. 4 — Сравнительный график основных показателей разработки по варианту 2 без учета и с учетом проводимости разлома

Fig. 4 — Comparative plot of the production data dynamics for the case 2, leaking or conducting fault

1 и 2 с учетом и без учета проводимости разлома.

В процентном выражении дополнительная добыча нефти за счет влияния разлома в вариантах 1 и 2 составила 22,2% и 60,4% соответственно (таб. 2). Данный результат качественно согласуется с полученным в работе [2] для случая, когда неразрабатываемый нижний пласт является водонасыщенным. Там же подробно исследовано влияние на показатели разработки соотношения характеристик (проницаемости, запасов) разбуренного пласта и “подсоединенного” по разлому, а в статье [3] — свойств разлома и приразломной зоны.

Основной вывод статей [2, 3], подтвердившийся в текущем исследовании, состоит в следующем. Положительный эффект от наличия перетока по разлому является результатом эффективного поддержания давления вследствие поступления в залежь флюида из нижележащего пласта. При этом объем перетока флюида из нижнего пласта в верхний определяется двумя факторами: снижением давления в верхнем разрабатываемом пласте (оно тем больше, чем выше там проницаемость) и способностью “подсоединенного” пласта отдавать флюиды в разлом (то есть его проницаемостью и запасами).

В рассматриваемом случае двух сообщающихся нефтяных залежей накопленный приток нефти в верхний пласт из нижнего в варианте 1 составил 102 тыс. м³ при начальных запасах нефти в верхней залежи — 14 млн м³, в нижней — 8,1 млн м³. В варианте 2 приток нефти в верхнюю залежь из нижней составил 279,4 тыс. м³ при начальных запасах нефти в

них 8,2 млн м³ и 14,1 млн м³ соответственно. Таким образом, заметное преимущество вариантов, учитывающих гидродинамическую связь между залежами по разлому, является результатом совокупного действия двух факторов: поддержания пластового давления и образования дополнительного объема нефти в разрабатываемом пласте.

Рис. 5 демонстрирует различное поведение пластового давления в верхнем пласте в зависимости от соотношения ФЕС залежей. Для варианта 1 наблюдается практически одинаковая динамика среднего пластового давления в зоне отбора в случаях с проводящим и непроводящим разломом, несмотря на заметные различия в накопленных отборах по нефти и жидкости. Следовательно, поступление дополнительного флюида через разлом обеспечивает более высокие темпы добычи. Для варианта 2 пластовое давление в зоне отбора для случая проводящего разлома превышает аналогичный показатель по сравнению с изолированной залежью. В этом случае из-за низких ФЕС в верхней залежи поступление по разлому нефти не успевает компенсироваться ростом ее добычи из скважин.

Влияние сообщаемости по разлому на запасы и состав пластовой нефти

Известно, что эксплуатация скважин при забойных давлениях ниже давления насыщения приводит к изменению состава пластовой нефти в разрабатываемой залежи из-за опережающего отбора легких компонентов в газовой фазе. Наличие гидродинамической связи по разлому распространяет данный эффект и на неразрабатываемую залежь. То

есть, проявляет себя техногенное изменение запасов нефти нижней залежи до начала ее разработки [9].

В процентном отношении, при наличии связи по разлому, в варианте 1 запасы нижнего региона за прогнозный период уменьшаются на 1,25% по нефти и 7,26% по газу (включая растворенный газ), в варианте 2 — на 1,97% и по нефти, и по газу. Обращает на себя внимание, что в варианте 1 запасы нефти и газа истощаются несинхронно, в то время как в варианте 2 происходит синхронное истощение. Это связано с тем, что при низких ФЕС в нижней залежи по варианту 1 пластовое давление в ней снижается ниже давления насыщения — до 182 бар на конец расчета по залежи в целом и до 164 бар в приразломной зоне (350 м в обе стороны от разлома). Происходит разгазирование углеводородной смеси с формированием газонасыщенности выше критической, и свободный газ, вследствие более высокой подвижности, опережающими темпами поступает в разлом и далее в верхнюю залежь. В варианте 2, при высоких ФЕС в нижней залежи, разгазирование не выходит за пределы призабойных зон скважин, и газ поступает в разлом только вместе с нефтью в растворенном виде.

На рис. 6 в относительных величинах представлен график изменения запасов отдельных компонентов в залежи нижнего пласта для варианта 1. В варианте 2 истощение всех компонентов происходит синхронно. Видно, что чем легче компонент, тем интенсивнее переход его запасов в верхнюю залежь за счет преобладающего перетока в газовой фазе. При этом интенсивность относительного истощения запасов нижней залежи для легких компонентов (азот, метан, углекислый газ) и для старших углеводородов отличается в 3–10 раз. Как следствие, изменяется и состав углеводородной системы в неразрабатываемой нижней залежи. Изменение суммарного состава пластовых углеводородов в нижней залежи за расчетный период представлено на рис. 7. Снижение доли легких компонентов приводит к изменению среднего давления насыщения пластовой нефти с начальных 202 до 165 бар, вязкости пластовой нефти — с 1,01 до 1,28 мПа·с.

Характерно, что изменение состава и свойств нефти в неразрабатываемом пласте по мере истощения разбуренной залежи имеет место даже несмотря на сделанное предположение о едином исходном составе углеводородного потока, заполнявшего обе ловушки, отличающиеся только термобарическими условиями. Отметим также, что в использованной модели не учитывалась сегрегация углеводородных компонентов смеси по мере их движения вверх по разлому, которая может приводить к дополнительному увеличению различий в интенсивности поступления компонентов смеси в разрабатываемую залежь.

Динамика газового фактора

Интересно оценить, в какой степени переток углеводородов между пластами влияет не только на добычу нефти, но и на динамику газового фактора (ГФ). Соответствующие динамики для вариантов 1 и 2 представлены на рис. 8–9.

Из рис. 8–9 видно, что динамика и значения газовых факторов существенно

Накопленная добыча нефти, тыс.м3

Вариант 1		Вариант 2	
Непроводящий разлом	Проводящий разлом	Непроводящий разлом	Проводящий разлом
1451.4	1774.1	296.7	475.9
Δ%	22.2	Δ%	60.4

Таб. 2 — Накопленная добыча нефти в вариантах 1 и 2 с учетом и без учета проводимости разлома
Tab. 2 — Cumulative oil production for the cases 1 and 2, leaking or conducting fault

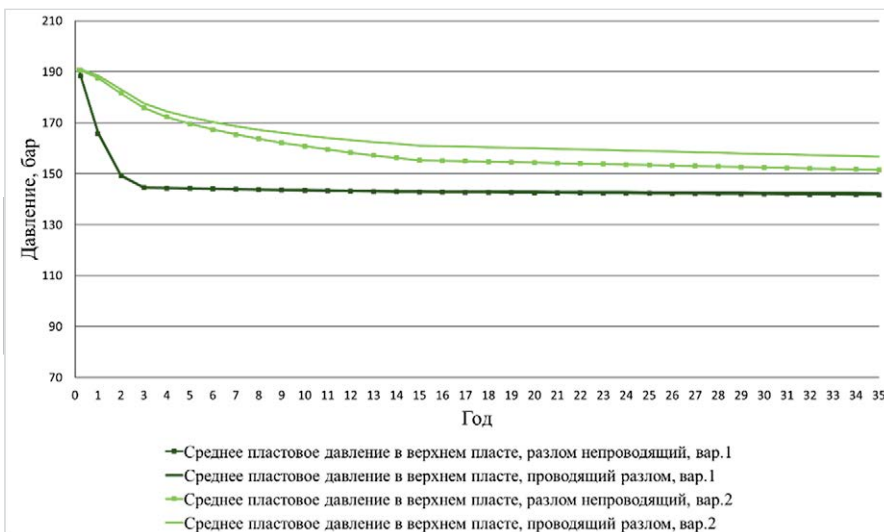


Рис. 5 — Совмещенный график динамики пластового давления верхнего разрабатываемого пласта для вариантов 1 и 2
Fig. 5 — Combined plot of the reservoir pressure dynamics in the upper layer for the cases 1 and 2

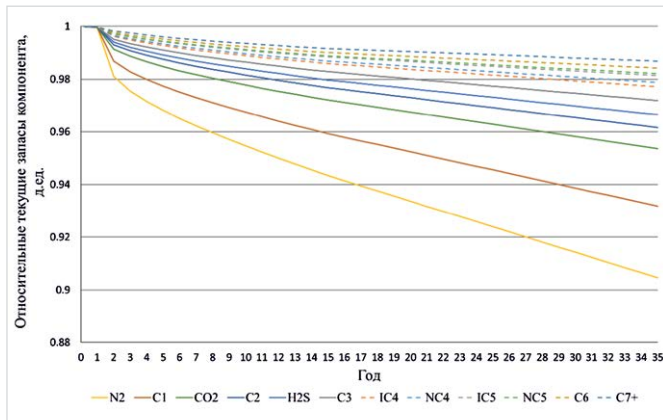


Рис. 6 — Динамики относительного изменения во времени запасов компонентов в неразрабатываемом пласте для варианта 1
 Fig. 6 — Dynamics of the relative reserves of each component in the undeveloped layer, case 1

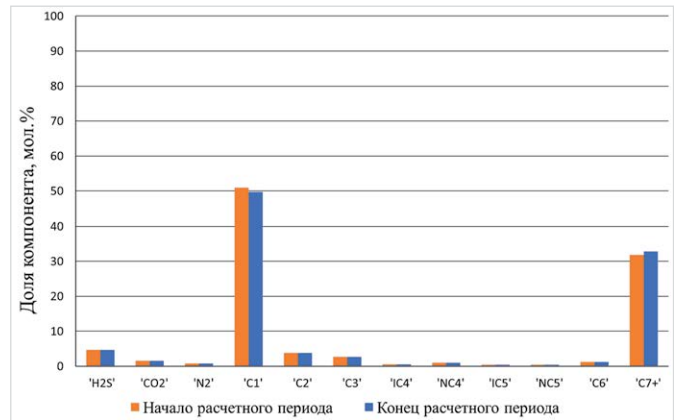


Рис. 7 — Сравнение компонентного состава пластовых углеводородов в нижней залежи на начало и конец расчетного периода, вариант 1
 Fig. 7 — Comparison of the reservoir hydrocarbon fluid composition in the lower layer at the beginning and at the end of simulation, case 1

различаются не только между вариантами, но и в пределах одного варианта в зависимости от характера проводимости тектонического нарушения. Для варианта 1 кривая изменения ГФ во времени подобна кривой добычи нефти. В варианте 2 ГФ монотонно и почти линейно возрастает в случае непроводящего разлома, тогда как при проводящем разломе наблюдается менее интенсивный рост, стабилизация и последующее снижение ГФ во второй половине расчетного периода. Подобные динамики обусловлены, преимущественно, поведением пластового давления (см. рис. 5). В варианте 1 верхняя разрабатываемая залежь имеет повышенные значения ФЕС и высокие темпы отбора нефти. Как следствие, пластовое давление интенсивно снижается с самого начала разработки с постепенной стабилизацией по мере снижения депрессий на скважинах, эксплуатируемых при постоянных забойных давлениях – как в случае с непроводящим разломом, так и в случае наличия гидродинамической связи между залежами. Таким образом, в начальный период разработки наблюдается интенсивное разгазирование с быстрым ростом газового фактора. Далее активное разгазирование прекращается, поскольку разгазированная нефть имеет пониженные значения газосодержания и давления насыщения, которое уже на третий год после начала расчета становится практически равным текущему пластовому давлению. Свободный газ отбирается работающим фондом скважин, площадь техногенной газовой шапки сокращается, стягиваясь к купольной части, ГФ начинает снижаться с постепенной стабилизацией. В случае проводящего разлома преимущественный переток газовой фазы из нижнего пласта не приводит к существенному изменению описанной картины, т.к. он незначителен в сравнении с отборами из верхней залежи. Тем не менее, на рис. 8 можно видеть небольшое увеличение значений ГФ в среднесрочном периоде на фоне общей тенденции к падению и стабилизации. Положение и конфигурация техногенной газовой шапки в начальном периоде разработки и на конец расчетного периода для случая проводящего разлома в варианте 1 показаны на рис. 10 (а, б). На рис. 10б можно отметить формирование локальных «язычков» повышенной газонасыщенности

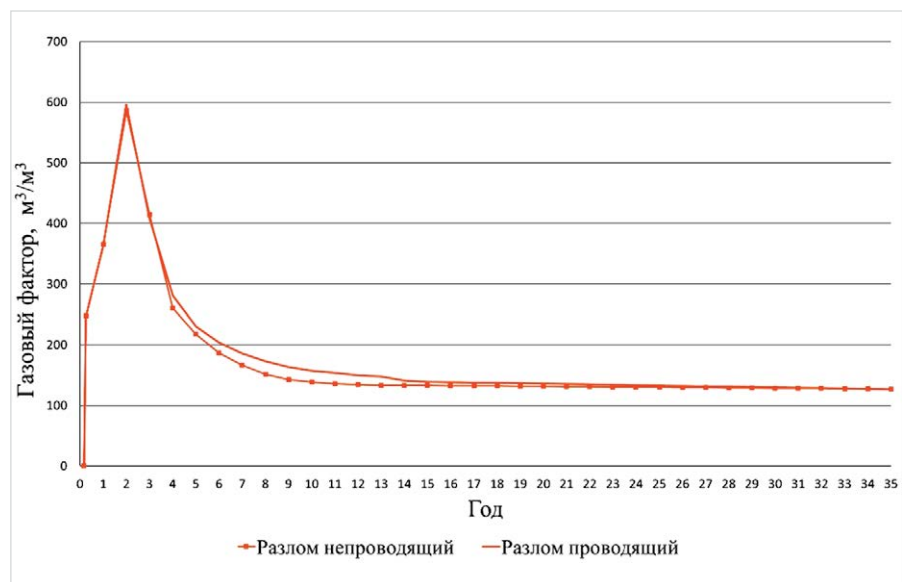


Рис. 8 — Динамики ГФ для варианта 1 без учета и с учетом проводимости разлома
 Fig. 8 — Dynamics of GOR for the case 1, leaking or conducting fault

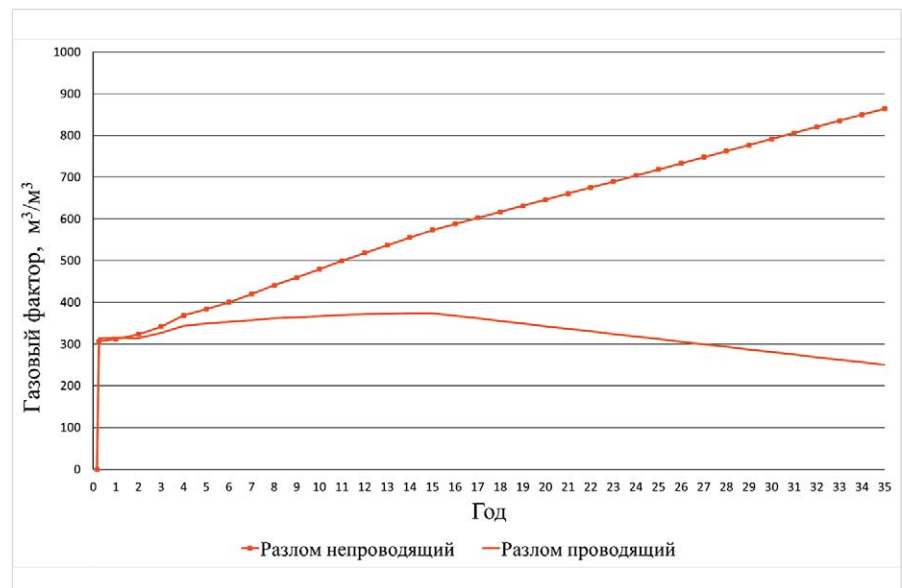


Рис. 9 — Динамики ГФ для варианта 2 без учета и с учетом проводимости разлома
 Fig. 9 — Dynamics of GOR for the case 2, leaking or conducting fault

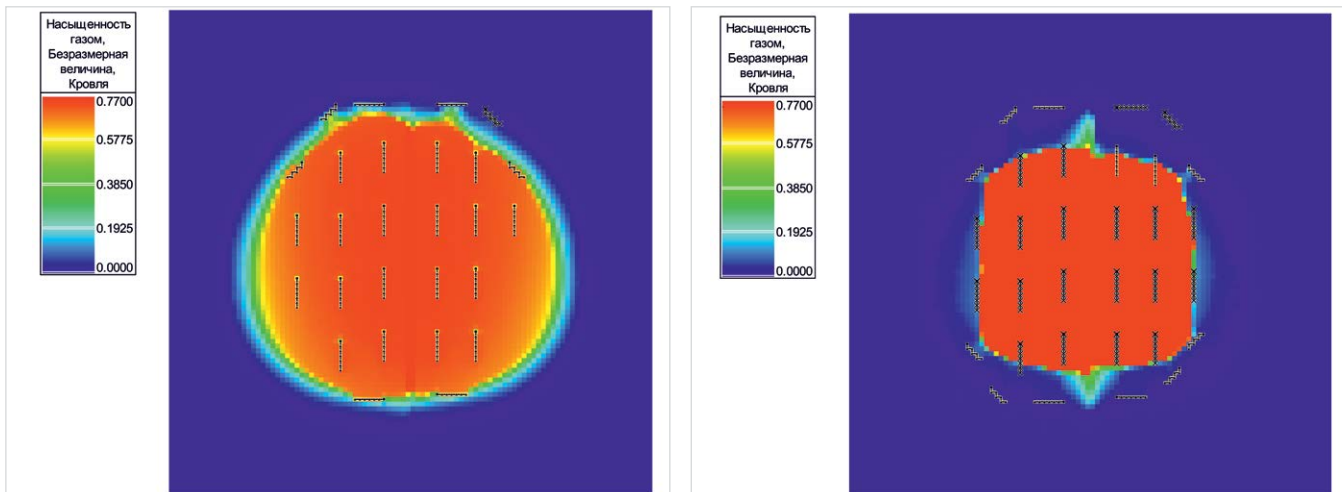


Рис. 10 — Положение и конфигурация техногенной газовой шапки (вид сверху) для варианта 1 в случае проводящего разлома: а) в начальном периоде разработки, б) на конец расчетного периода. (Нормировка газонасыщенности в ЭПП)
 Fig. 10 — Location and configuration of the production-induced gas cap (top view) for the case 1, conducting fault: a) in the starting period of production; b) at the end of simulation. (Gas saturation normalized by effective pore volume)

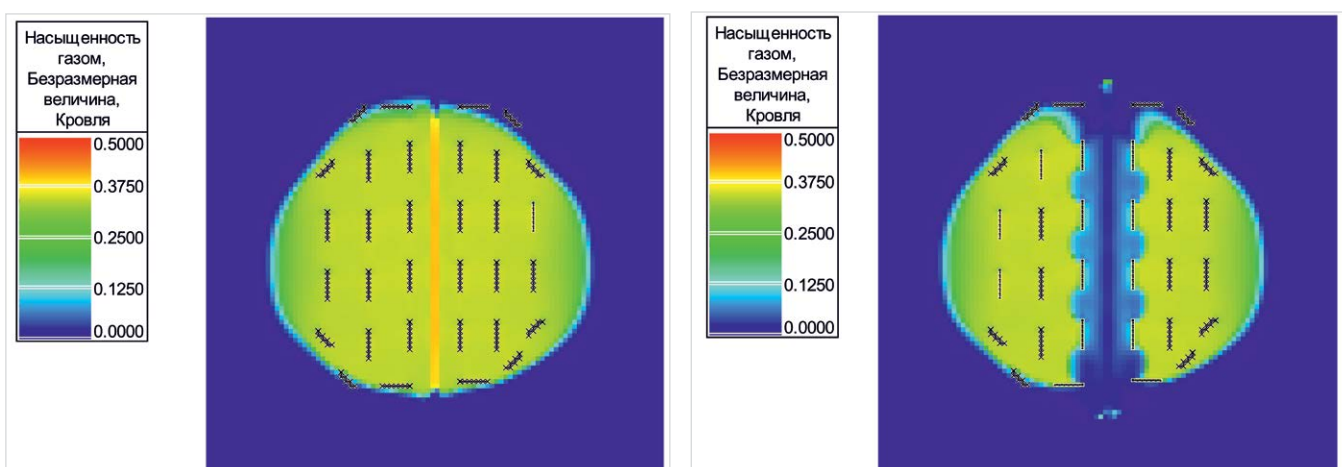


Рис. 11 — Положение и конфигурация техногенной газовой шапки на конец расчетного периода (вид сверху) для варианта 2 в случае: а) непроницаемого разлома, б) проводящего разлома. (Нормировка газонасыщенности в ЭПП)
 Fig. 11 — Location and configuration of the production-induced gas cap at the end of simulation (top view) for the case 2: a) leaking fault; b) conducting fault. (Gas saturation normalized by effective pore volume)

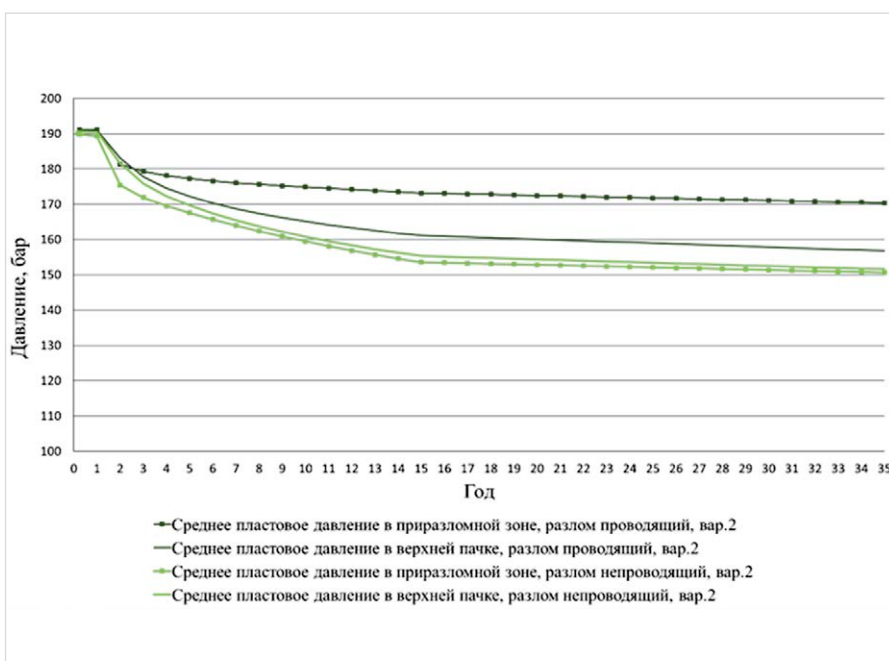


Рис. 12 — Сравнительный график изменения пластового давления по приразломной зоне и верхней залежи в целом, вариант 2
 Fig. 12 — Comparative plot of the reservoir pressure dynamics in the near-fault zone and in the whole upper layer, case 2

вдоль разлома на края газовой шапки. В остальном в случае непроницаемого разлома картина аналогична.

В варианте 2, вследствие низких ФЕС и темпов отбора из верхнего пласта, пластовое давление плавно снижается на протяжении всего периода разработки, что приводит к постепенному выделению газа и монотонному росту ГФ в случае, когда гидродинамическая связь между пластами отсутствует. Площадь газовой шапки и средняя газонасыщенность к концу расчетного периода увеличиваются. В случае проводящего нарушения пластовое давление снижается заметно медленнее, что приводит к менее активному разгазированию. В то же время, из нижней залежи в варианте 2 имеет место приток неразгазированной нефти, приводящий к постепенному появлению тенденции снижения ГФ. При этом наблюдается отеснение газовой шапки из купольной части залежи в районе разлома в сторону контура (рис. 11 а, б).

Таким образом, в варианте 2 с проводящим тектоническим нарушением наблюдаются значительно большие значения нефтенасыщенности в центральной зоне верхней залежи на протяжении всего периода разработки по сравнению со случаем

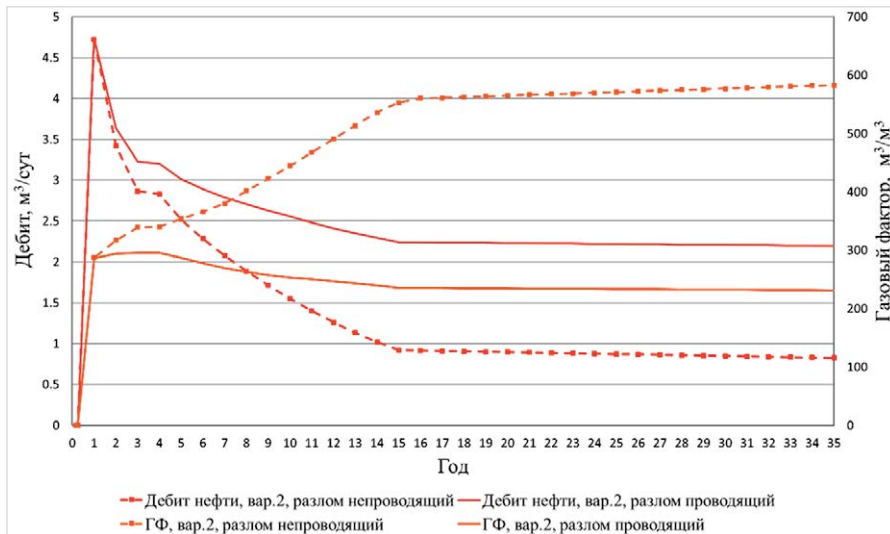


Рис. 13 — Динамика основных показателей работы скважины №5 (приразломная зона) в варианте 2
Fig. 13 — Production dynamics of the well 5 (near-fault zone) for the case 2

изолированной залежи. В варианте 1, на фоне преимущественного перетока газовой фазы по разлому и более активного разгазирования разрабатываемой залежи, этот эффект выражен не так ярко. Однако ниже газонефтяного контакта в приразломной области значения нефтенасыщенности также более высокие, чем в случае непроняющего тектонического нарушения.

Описанные особенности хорошо иллюстрирует поведение скважин в приразломной зоне (первый ряд ГС от разлома). Для варианта 1, как отмечалось, наличие перетока из нижнего, менее продуктивного пласта компенсирует выросшие отборы флюидов при сохранении динамики пластового давления аналогичной случаю без гидродинамической связи между залежами. В варианте 2 переток жидкости осуществляется из более продуктивного нижнего пласта и способствует замедлению снижения пластового давления, что особенно сказывается в приразломной зоне (рис. 12) и отражается на динамике работы близлежащих скважин (рис. 13).

Итоги

Проведенные исследования показали, что наличие гидродинамической связи по разлому между разрабатываемой залежью и залежью с отложенным вводом в эксплуатацию может проявляться в:

- частичном поддержании пластового давления в разрабатываемом пласте за счет поступления флюидов по разлому из неразбуренной залежи, с положительным влиянием на показатели работы скважин преимущественно в приразломных областях;
- изменении запасов, состава и свойств пластовой нефти неразрабатываемой залежи до ввода ее в эксплуатацию;
- немономонном поведении динамик газового фактора добываемой продукции и разнонаправленном изменении нефтенасыщенности в зонах формирования техногенной газовой шапки, подверженных влиянию притока флюидов по разлому.

При этом конкретные особенности проявления гидродинамической взаимосвязи залежей по разлому существенно зависят

от соотношения ФЕС соответствующих пластов.

Представленные результаты моделирования относятся к естественному режиму — истощению с переходом на режим растворенного газа. Такая ситуация характерна, особенно в начальный период разработки, именно для многопластовых месторождений, где необходимость одновременного разбуривания нескольких эксплуатационных объектов или перевода скважин между ними часто приводит к экономии на фонде скважин для поддержания пластового давления. Тем не менее, возможное проявление иных особенностей взаимодействия залежей при реализации режима заводнения представляет интерес для дальнейших исследований.

Выводы

Наличие тектонических нарушений и приуроченных к ним зон разуплотнения, как и многопластовость нефтяного месторождения, обычно рассматриваются в качестве осложняющих факторов для обеспечения технологически эффективной и рентабельной разработки. Вместе с тем, адекватный учет при проектировании и мониторинге возможного влияния разломов на разработку многопластового объекта позволяет выявить и учесть как негативные, так и положительные факторы такого влияния.

В заключение авторы хотели бы еще раз подчеркнуть важность постоянного контроля и уточнения разнопланового влияния тектонических нарушений на разработку месторождения не только по геологическим данным, но и в рамках анализа и мониторинга эксплуатации залежей.

Авторы благодарят компанию Rock Flow Dynamics за возможность использования программного обеспечения для геолого-гидродинамического моделирования RFD tNavigator, предоставленного ИПНГ РАН на правах академической лицензии.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Научное обоснование новых экологически чистых технологий разработки месторождений углеводородов в сложных

горно-геологических условиях на основе 3D-компьютерных экспериментов», № АААА-А16-116022510270-1).

Литература

1. Космачева М.С., Индрупский И.М. Особенности разработки месторождений, осложненных тектоническими нарушениями // Экспозиция Нефть Газ. 2017. №7. Ноябрь. С. 52–57.
2. Космачева М.С., Индрупский И.М. Влияние межпластового перетока по тектоническому нарушению на разработку нефтяной залежи. Часть 1: добыча, давление, обводненность // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. №1. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://oilgasjournal.ru/issue_20/kosmacheva-part1.html
3. Космачева М.С., Индрупский И.М. Влияние межпластового перетока по тектоническому нарушению на разработку нефтяной залежи. Часть 2: объём перетока, проводимость разлома, зона разуплотнения // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. №1. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://oilgasjournal.ru/issue_20/kosmacheva-part2.html
4. Афонин Д.Г. Обоснование степени влияния разломов на эффективность работы скважин // Бурение и нефть. 2008. №9. С. 22–25.
5. Бронскова Е.И., Лесной А.Н., Бочкарев А.В. Повышение эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов на основе учета дизъюнктивных нарушений и анализа ГТМ // Нефтепромысловое дело. 2014. №9. С. 12–17.
6. Владимиров И.В., Бакиров И.И., Лощева З.А., Хисамутдинов Н.И. К вопросу о размещении добывающих и нагнетательных скважин в нефтяных залежах с протяженными зонами разуплотнения коллектора // Нефтепромысловое дело. 2017. № 7. С. 5–9.
7. Салимов Ф.С., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х., Мухаметшин В.Ш., Зейгман Ю.В., Лысенков А.В. Особенности разработки залежей нефти, осложненных тектоническими нарушениями // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2017. №4. С. 25–32.
8. Беспалова С.Н., Бакуев О.В. Оценка влияния разломов на геологические особенности залежей и продуктивность коллекторов газовых месторождений Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1995. №7. С. 16–21.
9. Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Закиров И.С., Абасов М.Т. и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2009. 484 с.
10. RFD tNavigator User Manual. [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://rfdyn.com/wp-content/uploads/2017/07/how_tnavigator.pdf
11. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2002. 575 с.

Changes in formation fluid composition during development of multi-layer fields with faults

Authors:

Maria S. Kosmacheva — Ph.D. applicant; m.kosma4eva@yandex.ru

Ilya M. Indrupskiy — Sc.D., head of lab; i-ind@ipng.ru

OGRI RAS, Moscow, Russian Federation

Abstract

The purpose of this work is to identify the interaction between the developed and undeveloped oil deposits in a multi-layer field, complicated by the fault causing hydrodynamic connection between the layers. The study is carried out through flow simulations for a hypothetical sector of a multi-layer oil field. The multivariate calculations carried out made it possible to conclude that the presence of a hydrodynamic connection through the fault between the developed deposit and the deposit left for later production can significantly influence production dynamics, and lead to changes in reserves, composition and properties of reservoir oil in the undeveloped deposit before putting it into production.

Materials and methods

The study was performed on the basis of literature analysis and numerical simulation using a compositional 3D model of a hypothetical multi-layer oil deposit with parameters corresponding to one of the fields in Western Siberia. The model is implemented in the RFD tNavigator simulation software.

Keywords

fault, conducting fault, multi-layer field, flow simulation, gas/oil ratio, oil composition.

Results

The research carried out has shown that the presence of hydrodynamic connection through the fault between the developed deposit and the deposit left for later production can manifest itself in:

- partial maintenance of reservoir pressure in the developed reservoir due to the fluid inflow along the fault from the undeveloped reservoir, with a positive effect on the well performance, mainly in the near-fault areas;
 - changes in the reserves (and original oil-in-place), composition and properties of the reservoir oil of the undeveloped deposit before putting it into production;
 - non-monotonic behavior of the dynamics of the production gas-oil ration and bidirectional changes in oil saturation in the zones of secondary gas cap formation, which are affected by the inflow of fluids along the fault.
- At the same time the specific results of the hydrodynamic connection of the deposits along the fault essentially depend on the reservoir properties of the corresponding layers. The presented simulation results refer to the

depletion drive with transition to the solution-gas drive. This situation is typical, especially in the initial period of development, for multi-layer deposits, where the need for simultaneous drilling on several reservoirs or transfer of wells between them often leads to decreased number of injection wells to maintain reservoir pressure. Nevertheless, the possible manifestation of other features of reservoir interaction during waterflooding is of interest for further research.

Conclusions

The presence of faults and near-fault decompaction zones, as well as the multilayer nature of the oil field, are usually considered as complicating factors for technologically efficient and cost-effective development. At the same time, adequate consideration of the possible impact of faults on the development of a multi-layered field during project design and monitoring allows to identify and take into account both negative and positive factors of such influence. In conclusion, the authors would like to emphasize once again the importance of constant monitoring and assessment of the diversified influence of faults on the field development - not only by geological data, but also by the analysis and monitoring of the field production.

References

1. Kosmacheva M.S., Indrupskiy I.M. *Osobennosti razrabotki mestorogdeniy, oslozhnennykh tektonicheskimi narysheniyami* [Development specifics of fields complicated by faults]. Exposition Oil Gas, 2017, issue 7, pp. 52–57/
2. Kosmacheva M.S., Indrupskiy I.M. *Vliyaniye mejplastovogo peretoka po tektonicheskomy narysheniyu na razrabotku nefryanoy zaleji. Chast 1: dobycha, davlenie, obvodnennost* [Influence of cross-flow between layers by tectonic disturbance on development of an oil field. Part 1: production, pressure, watercut] // *Aktualnye problemy nefi i gaza*, 2018, issue 1. Available at: http://oilgasjournal.ru/issue_20/kosmacheva-part1.html
3. Kosmacheva M.S., Indrupskiy I.M. *Vliyaniye mejplastovogo peretoka po tektonicheskomy narysheniyu na razrabotku nefryanoy zaleji. Chast 2: obyem peretoka, provodimost razloma, zona razuplotnenia* [Influence of cross-flow between layers by tectonic disturbance on development of an oil field. Part 2: cross-flow volume, fault's conductivity, decompression zone] // *Aktualnye problemy nefi i gaza*, 2018, issue 1. Available at: http://oilgasjournal.ru/issue_20/kosmacheva-part2.html
4. Afonin D.G. *Obosbovaniye stepeni vliyaniya razlomov na effektivnost raboty skvajin* [Justification for the degree of influence of faults on the efficiency of well operation]. *Bureniye i nefi*, 2008, issue 9, pp. 22–25.
5. Bronskova E.I., Lesnoy A.N., Bochkarev A.V. *Povysheniye effektivnosti vyrabotki trudnoizvlekaemykh zapasov na osnove ucheta dizyunktivnykh narusheniy i analiza GTM* [Increasing efficiency of recovery of hard-to-recover reserves on the basis of accounting for faults and analysis of well operations]. *Neftepromyslovoe delo*, 2014, issue 9, pp. 12–17.
6. Vladimirov I.V., Bakirov I.I., Loshcheva Z.A., Khisamutdinov N.I. *K voprosu o razmeschenii dobyvayuschikh i nagnetatelnykh skvajin v nefyanykh zalezakh s protyazhennymi zonami razuplotneniya kollektorov* [On the issue of placing production and injection wells in oil deposits with extended zones of reservoir decompression]. *Neftepromyslovoe delo*, 2017, issue 7, pp. 5–9.
7. Salimov F.S., Kotenev Yu.A., Sultanov Sh.H., Mukhametshin V.Sh., Zeigman Yu.V., Lysenkov A.V. *Osobennosti razrabotki zalezhey nefi, oslozhnennykh tektonicheskimi narusheniyami* [Features of development of oil deposits complicated by faults]. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2017, issue 4, pp. 25–32.
8. Bespalova S.N., Bakuev O.V. *Otsenka vliyaniya razlomov na geologicheskie osobennosti zalezhey i produktivnost kollektorov gazovykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri* [Evaluation of the influence of faults on geological features of formations and productivity of reservoirs of gas fields in Western Siberia]. *Oil and gas geology*, 1995, issue 7, pp. 16–21.
9. Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S., Zakirov I.S., Abasov M.T and others. *Novye printsipy i tekhnologii razrabotki mestorozhdeniy nefi i gaza* [New principles and technologies for development of oil and gas fields]. Part 2. Moscow-Izhevsk: Institute for Computer Research, SRC "Regular and chaotic dynamics", 2009, 484 p.
10. RFD tNavigator User Manual. Available at: Режим доступа: https://rfdyn.com/wp-content/uploads/2017/07/how_tnavigator.pdf
11. Brysilovskiy A.I. *Fazovie prevrasheniya pri razrabotke mestorogdeniy nefi i gaza* [Phase transitions in the development of oil and gas fields]. Moscow: Graal, 2002, 575 p.