

# Особенности разработки месторождений, осложненных тектоническими нарушениями

**М.С. Космачева**

соискатель

[m.kosma4eva@yandex.ru](mailto:m.kosma4eva@yandex.ru)

**И.М. Индрупский**

д.т.н., заведующий лабораторией

[i-ind@ipng.ru](mailto:i-ind@ipng.ru)

ИПНГ РАН, Москва, Россия

**В статье исследуется влияние проводимости тектонического нарушения на показатели разработки залежи нефти в режиме истощения. Сопоставляются ситуации, в которых разлом является изолирующим или капиллярным барьером. В обоих случаях нарушение выделяется как по наличию амплитудного смещения, так и по различию отметок водонефтяного контакта в примыкающих к разлому частях залежи. Исследования проводятся на гидродинамической модели гипотетической залежи углеводородов, основанной на исходных данных по одному из месторождений Западной Сибири. Результаты моделирования показали, что ошибочные оценки проводимости разрывного нарушения могут приводить к неправильному выбору системы разработки и очередности ввода скважин, что существенно сказывается на технологических показателях и выработке запасов.**

## Материалы и методы

Исследование выполнено на основе анализа литературных данных и численного моделирования с использованием 3D-модели гипотетической залежи нефти с параметрами, соответствующими одному из месторождений Западной Сибири.

## Ключевые слова

тектоническое нарушение, изолирующий разлом, капиллярный барьер, давление смещения, гидродинамическое моделирование, водонефтяной контакт, режим истощения

В современных условиях развития нефтегазовой отрасли основным резервом поддержания уровней добычи нефти как в нашей стране, так и во многих регионах мира являются трудноизвлекаемые запасы углеводородов (ТИЗ). И если раньше на их долю, по разным оценкам, приходилось порядка 10–25 % от общего объема, то в последние годы специалистам по геологии и разработке нефтяных и газовых залежей приходится все чаще встречаться с так называемыми осложненными геолого-физическими условиями эксплуатации объектов.

Одним из критериев отнесения запасов углеводородного сырья к трудноизвлекаемым является раздробленность месторождения тектоническими нарушениями. Это связано, с одной стороны, с формированием барьеров для течения. С другой — с образованием зон вторичной трещиноватости вблизи разломов, а также с возможным наличием зон резкой неоднородности фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), в которых существенное влияние на распределение флюидов оказывают капиллярные эффекты. Также часто отмечаются специфические особенности откликов давления при гидродинамических исследованиях и гидропрослушивании, регистрируемых в скважинах, находящихся вблизи одиночного или группы тектонических нарушений [1].

Многими российскими исследователями описано влияние тектонических нарушений на формирование залежей и особенности их разработки. Этот вопрос имеет важное теоретическое и прикладное значение и не теряет актуальности, так как его решение оказывает влияние на поисковые, разведочные и эксплуатационные работы на месторождениях углеводородов [1–5]. С одной стороны, разломы обычно препятствуют латеральной фильтрации нефти и газа. С другой, они в период формирования нефтяных и газовых залежей служили путями миграции углеводородов. Однако по-прежнему многие вопросы, связанные с влиянием разломов на разработку месторождений, остаются недостаточно исследованными. И нет единых подходов к проектированию разработки подобных месторождений, что в результате влияет на эффективность нефтеизвлечения [6]. Более того, имеются разночтения даже в системе понятий и терминов. Такое положение указывает на необходимость дальнейших исследований влияния разрывных нарушений на эффективность эксплуатации месторождений.

Под общим, нейтральным термином «разрыв» понимаются поверхности нарушения сплошности, связности геологических тел. Неоднородности любого масштаба оказывают влияние на движение флюида. Несмотря на широту и сложность общей классификации разрывных нарушений, среди них выделяются две большие группы — нарушения без смещения и нарушения со смещением. Первые принято называть трещинами, вторые объединяются под названием «разломы».

Обычно трещины являются более мелкими разрывными нарушениями, но в то же время самыми многочисленными. От разломов трещины также можно отличить отсутствием зон брекчеванных и милонитизированных пород в их полостях и обычно отчетливыми, поддающимися измерению смещениями рассекаемых ими геологических границ (контактов тел или других разрывов). Величина смещения, которая позволяла бы их разделять, никем не установлена и поэтому условна.

Говоря о разломах, на интуитивном уровне мы предполагаем смещение одного блока породы относительно другого вдоль некоторой поверхности, по которой произошел разрыв сплошности. Такие разломы называются хрупкими разломами. В то же время, деформации, вызванные перемещением блоков, могут быть распределены в некоторой зоне и быть выражены уточнением слоев или их интенсивной складчатостью без разрыва сплошности. В этом случае разломы называются вязкими или пластическими, а соответствующие зоны — зонами смятия [7].

Для разработки месторождений нефти и газа важным аспектом классификации является дифференциация разломов на проводящие флюиды и непроводящие. Признаки непроводимости разлома можно проследить при интерпретации данных гидродинамических исследований скважин (ГДИС). Метод гидропрослушивания позволяет количественно и качественно определить гидродинамическую связь между пластами и скважинами, а в комплексе с другими методами оценить неоднородность коллектора и влияние литологических экранов. Наличие в области дренирования скважины зон с резко выраженной неоднородностью, в том числе непроницаемых экранов, зон выклинивания, сбросов и так далее, может быть определено и по характерному виду кривых восстановления давления (КВД) [8].

Определение возможного влияния разломов на разработку объекта ограничивается разномасштабностью измерений. Тогда как керн и геофизические исследования скважин (ГИС) изучают породу в пределах скважины и ограниченного околоскважинного пространства, другие исследования связаны с процессами в пределах всей залежи или значительной ее области (сейсмика, а также динамические данные, такие как история разработки, данные ГДИС и т.д.). Вдобавок геологи при построении моделей сталкиваются с косвенностью, небольшим объемом и неоднородностью данных, что требует проверки их качества и непротиворечивости друг другу.

Вместе с тем, даже наличие смещения и разницы в отметках флюидалных контактов между примыкающими блоками не обязательно означает непроницаемость разлома. Наличие такого рода несоответствий и необходимость их разрешения привели к возникновению альтернативных подходов для

описания механизма влияния разлома на гидродинамические процессы. Рассмотрим один из них подробнее.

Ю.Я. Большаковым для объяснения влияния разломов на формирование залежей предложена концепция капиллярных барьеров [9]. Капиллярный барьер для нефти и газа может возникнуть по двум причинам. Во-первых, за счет изменения по латерали структуры порового пространства и, в частности, наибольшего радиуса пор в породах, слагающих нефтегазоносный коллектор. Во-вторых, вследствие увеличения межфазного натяжения на контакте пластовой воды и углеводородов, что, в том числе, может произойти при снижении со временем пластовой температуры.

Наибольший интерес с точки зрения роли разлома в процессе разработки залежи представляют капиллярные барьеры

первого рода. Главное условие для улавливания углеводородов такими капиллярными барьерами — неоднородность пласта и ступенчатая изменчивость структуры порового пространства на границе, формируемой разломом. То есть капиллярные барьеры возникают на участках контрастной изменчивости фильтрационных свойств пород, в частности, в результате смещений по поверхности разломов. Например, если смещение привело к контакту через разлом пластов, формировавшихся в различных геологических условиях и залежавших в определенном порядке.

Как следствие, различия структуры порового пространства и капиллярных характеристик, наличие капиллярного барьера в нефтяной залежи приводит к разным уровням нулевой нефтенасыщенности с двух сторон от барьера. Это различие не связано с

непроводимостью разлома. Оно есть результат разного подъема поверхности нулевой нефтенасыщенности, определяемой величиной давления смещения на капиллярной кривой, над уровнем зеркала свободной воды (ЗСВ). ЗСВ, в свою очередь, является отметкой нулевого капиллярного давления, или одинакового давления в фазах. То есть, капиллярный барьер с точки зрения начальной конфигурации водонефтяного контакта (ВНК) не отличим от непроницаемого разлома. Но он не препятствует фильтрации фаз в процессе последующей разработки залежи.

Цель данной работы состоит в исследовании влияния характера проводимости разлома (непроводящий или капиллярный барьер) на особенности разработки нефтяной залежи. Предполагается, что разлом отчетливо выделяется по наличию смещения и различию отметок ВНК, но характер

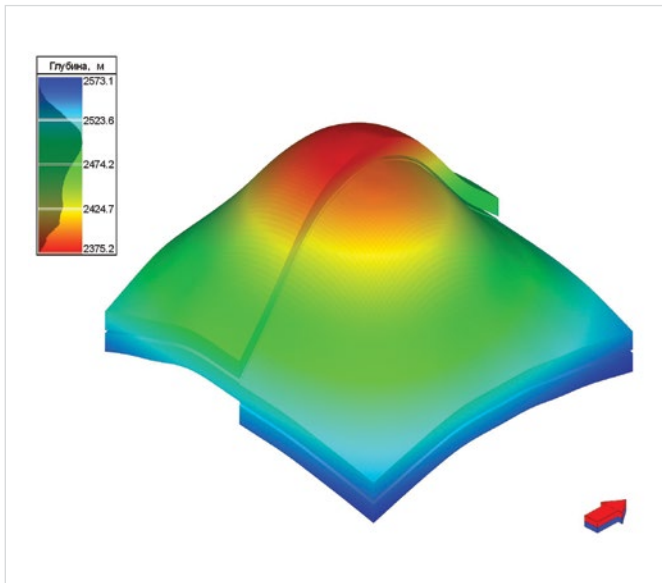


Рис. 1 — Объемный вид 3D-модели гипотетической залежи

Fig. 1 — 3D model of hypothetical deposit

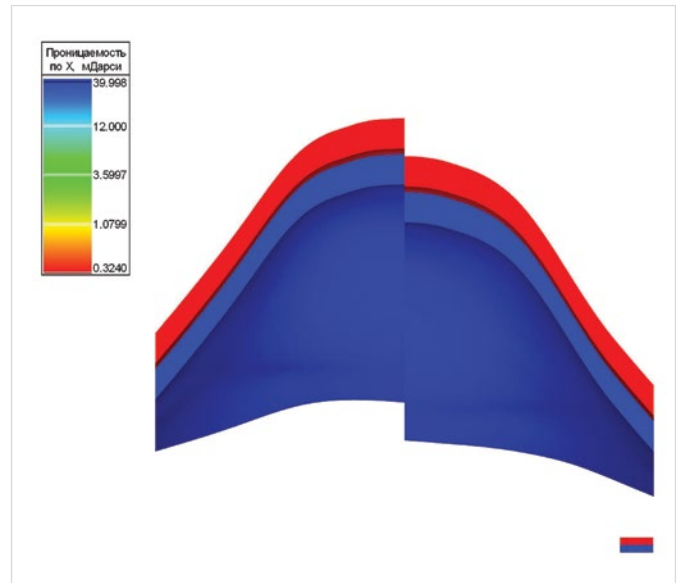


Рис. 2 — Вариант распределения значений проницаемости (эффективной) в разрезе модели

Fig. 2 — Distribution of (effective) permeability values in the model (cross-section view)

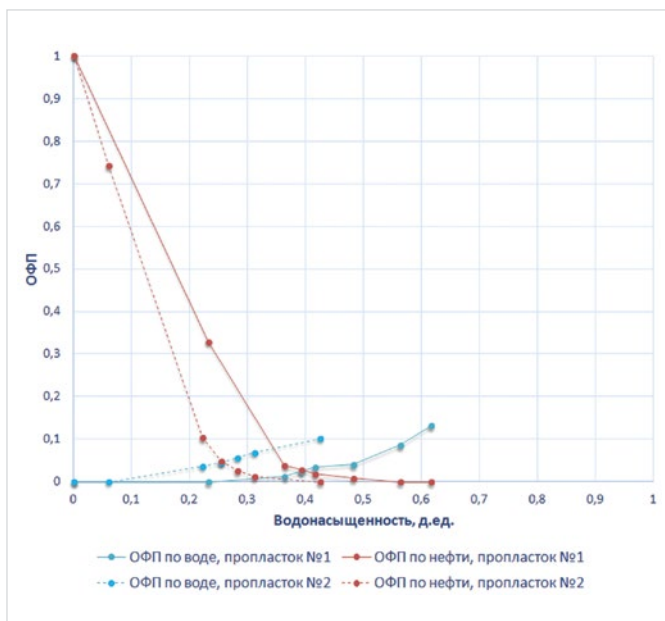


Рис. 3 — Кривые ОФП для двух пропластков (нормировка в ЭПП). Пропласток №1— высокопроницаемый, №2 — низкопроницаемый

Fig. 3 — Relative permeability curves for the two layers (as per EPS concept). 1— high permeability layer, 2 — low permeability layer

его проводимости неизвестен, что является типичной ситуацией для многих объектов на начальной стадии разработки.

### Постановка задачи и расчетная модель

Для сопоставительной оценки влияния разлома в вариантах непроводящего или капиллярного барьера созданы статическая и динамическая модели гипотетической залежи углеводородов, осложненной тектоническим нарушением со смещением. Предполагается, что в результате тектонических процессов части (блоки) залежи сдвинуты друг относительно друга по вертикали. Разлом с амплитудой сдвига 20 м проходит через всю толщину модели в центральной (купольной) части структуры (рис. 1). Сама залежь углеводородов представлена слоисто-неоднородным коллектором, что выражается в наличии двух пропластков с различными ФЕС. Таким образом, в разрезе модели присутствует два равных по толщине

продуктивных пропластка, разделенных глинистой перемычкой толщиной 3 м. В результате тектонического нарушения со смещением через разлом граничат пропластки с существенно различными ФЕС. Модель имеет размерность 100x100x35 ячеек, размеры ячеек в плане  $dx=dy=50$  м, по вертикали —  $dz=1$  м.

Задание исходных данных для модели реализовано в рамках концепции эффективного порового пространства (ЭПП) [10]. Распределения ФЕС соответствуют коэффициентам эффективной пористости  $m_{эф}$  (доля объема пустот в объеме элемента породы, за исключением связанной воды) и эффективной проницаемости  $k_{эф}$  (фазовой проницаемости для нефти в присутствии несжимаемой (связанной) водонасыщенности  $S_{во}$ ). При этом насыщенности фаз также нормируются не по открытому, а по эффективному поровому объему, а коэффициент сжимаемости эффективной пористой среды

рассчитывается с учетом влияния связанной воды. В рамках данной статьи возможное влияние вертикальной фильтрации флюидов через глинистую перемычку не учитывается, но его планируется дополнительно оценить в дальнейших исследованиях.

Кривые ОФП и капиллярного давления (ККД), осредненные свойства коллектора и флюидов, интервал глубин, начальное пластовое давление и другие необходимые для моделирования данные приняты по аналогии с одним из действующих месторождений Западной Сибири и соответствуют характерным параметрам ряда юрских залежей других месторождений. ФЕС, ОФП и ККД для двух пропластков приняты по данным исследований образцов керн из относительно высокопроницаемой части и из зоны ухудшенных коллекторских свойств. Как следствие, на поверхности контакта пропластков по разлому имеет место резкое изменение характеристик коллектора. Эффективная пористость

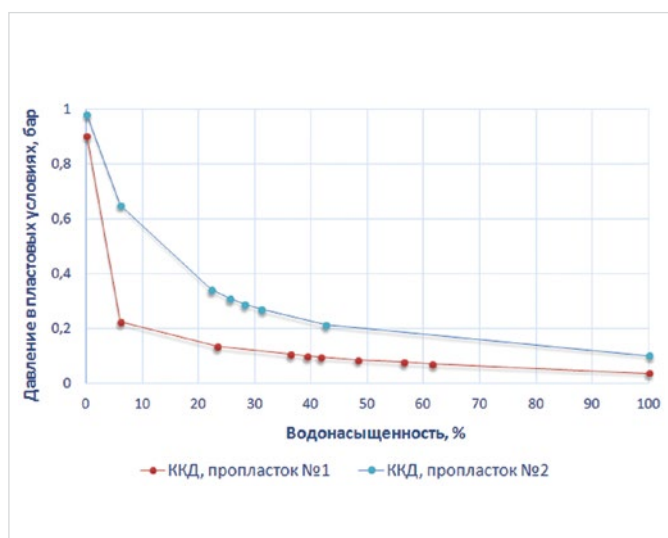


Рис. 4 — ККД для двух пропластков (нормировка в ЭПП)  
Пропласток №1 — высокопроницаемый, №2 — низкопроницаемый

Fig. 4 — Capillary pressure curves for the two layers (as per EPS concept)  
1 — high permeability layer, 2 — low permeability layer

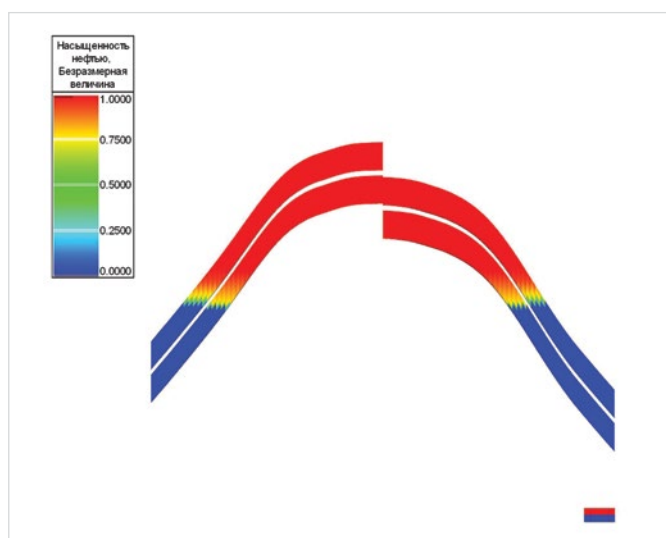


Рис. 5 — Распределение начальной нефтенасыщенности (нормировка в ЭПП) в разрезе модели

Fig. 5 - Distribution of initial oil saturation (as per EPS concept) in the model (cross-section view)

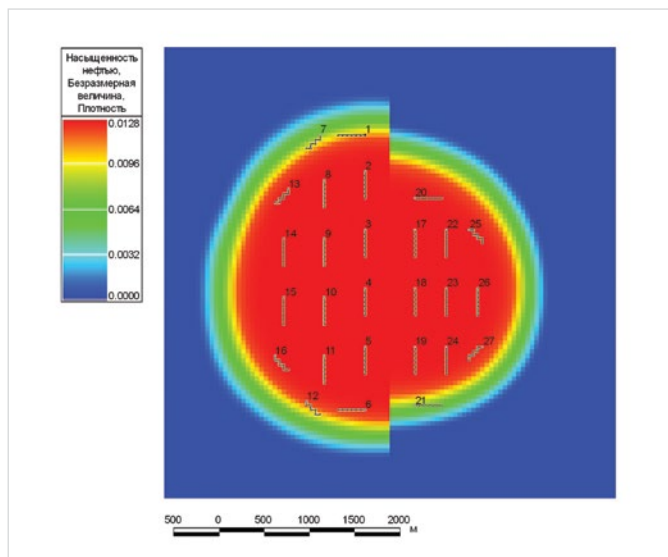


Рис. 6 — Вариант размещения ГС с обеих сторон от разлома, вид сверху

Fig. 6 — Placement of horizontal wells on both sides of the fault, top view

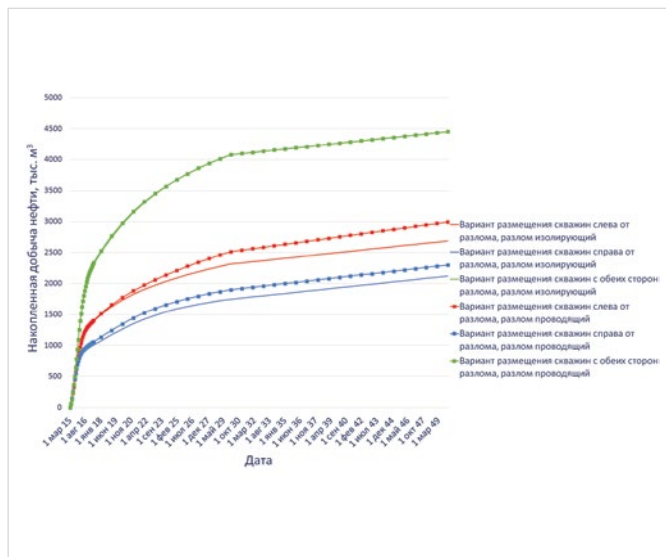


Рис. 7 — Динамика накопленной добычи нефти в вариантах с различной зоной размещения скважин

Fig. 7— Cumulative oil production dynamics with respect to various options of well placement

составляет 12,5 и 7,5 %, эффективная проницаемость — 40 и 0,324 мД для высоко- и низкопроницаемого пропластков соответственно. В рамках исследованных вариантов относительное положение в разрезе высоко- и низкопроницаемого пропластков варьировалось, то есть менялись местами все свойства верхнего и нижнего пропластков. На рис. 2 представлен один из вариантов распределения эффективной проницаемости. Кривые ОФП и ККД для двух пропластков представлены на рис. 3–4.

Возможность накопления углеводородов в ловушках и флюидоупорные свойства покрышки или латерального барьера (градиент давления, необходимый для начала фильтрации нефти через барьер) определяются величиной капиллярного давления смещения. Давление смещения — это давление начала вытеснения смачивающей фазы несмачивающей. Оцененные по керновым ККД значения давления смещения для высокопроницаемого

и низкопроницаемого пропластков составляют 0,039 и 0,103 бар (1 бар = 0,1 МПа) соответственно. Таким образом, по поверхности разлома контактируют две граничащие области с различным давлением смещения, что при едином уровне ЗСВ приводит к разнице в уровнях 100%-ной водонасыщенности. В смоделированной залежи разница уровней 100%-ной водонасыщенности составила 2 м, а уровень притока чистой воды (нефтенасыщенность равна остаточной) — 5 м (рис. 5). Отметим, что вся модель строится как единая зона равновесной инициализации (капиллярно-гравитационного равновесия), и различие в отметках флюидальных контактов не зависит от характера проводимости разлома.

### Исследование влияния проводимости разлома на разработку залежи

На описанной модели проведена серия расчетов, имитирующих различные сценарии разработки залежи. Все расчётные

варианты реализованы в двух версиях: разлом является полностью проводящим (не меняет потоки между контактирующими ячейками) или разлом является полностью изолирующим (проводимость между ячейками, граничащими через разлом, зануляется).

Рассматривается система разработки залежи горизонтальными скважинами (ГС) без воздействия на пласт, на естественном режиме. Количество ГС, длина стволов, межрядное расстояние и прочие параметры сетки определены стандартными методами проектирования. В различных вариантах расчетов ГС располагались или только в части залежи справа от разлома, или только слева, или по обе стороны от него (рис. 6). Проводка стволов и интервалы вскрытия пласта скважинами заданы с учетом конфигурации флюидальных контактов.

Забойное давление принято на уровне давления насыщения для одной группы вариантов и на 25% ниже для второй, с целью

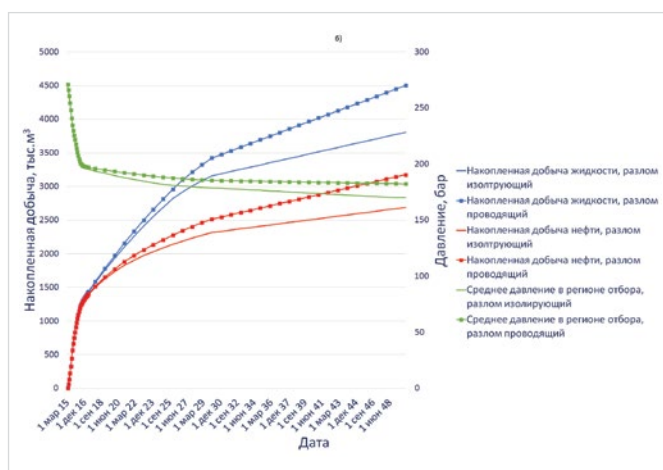
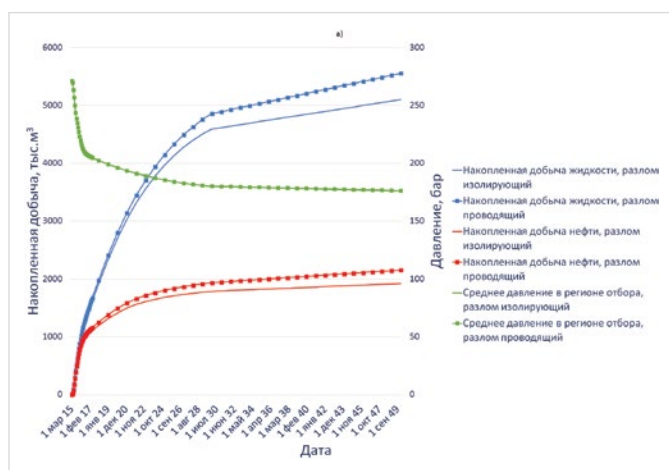


Рис. 8 — Динамика основных показателей разработки для сопоставимых вариантов с проводящим и изолирующим разломом: а) заразломный регион низкопроницаем б) заразломный регион высокопроницаем

Fig. 8 — Field development dynamics in the cases of conductive and sealing faults with: a) low permeability of the zone behind the fault b) high permeability of the zone behind the fault

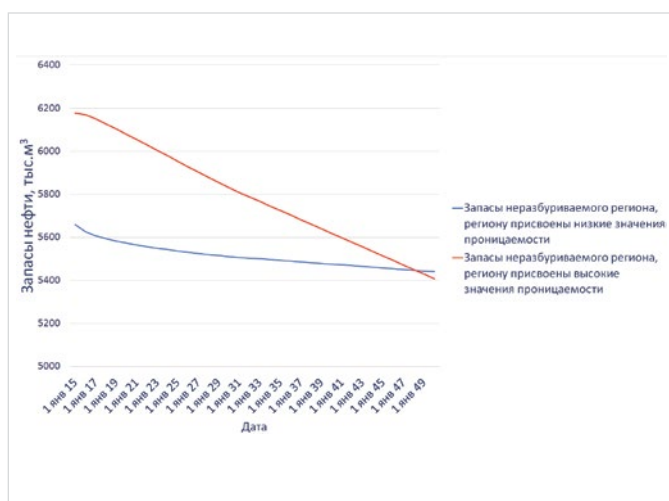


Рис. 9 — Динамика изменения запасов нефти в контактирующем с разломом пропластке неразбуренной зоны в случае его низкой и высокой проницаемости

Fig. 9 - Dynamics of oil reserves in the undeveloped zone, adjacent to the fault, in the cases of its low and high permeability

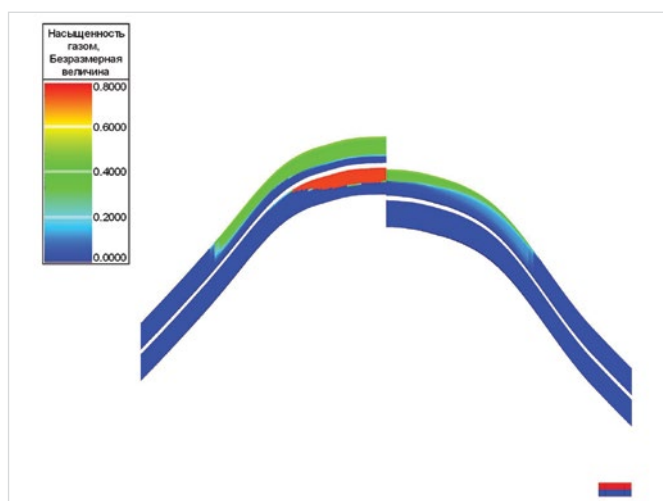


Рис. 10 — Распределение газонасыщенности в разрезе пласта на конец расчетного периода. Наблюдается образование техногенной газовой шапки не только в разбуренной зоне (слева), но и в неразрабатываемой части залежи (справа). Высокопроницаемый пропласток — нижний

Fig. 10 — Gas saturation at the end of the simulation period. The study reveals production-induced gas cap in both developed (left) and undeveloped (right) section of the deposit. High permeability layer is the lowest

исследования влияния разлома на формирование вторичной газовой шапки. Еще одна серия вариантов дублировала описанные, но замена подделало относительное положение в разрезе высоко- и низкопроницаемого регионов модели, то есть менялись местами все свойства верхнего и нижнего пропластков. Расчетный период во всех вариантах — 35 лет.

Результаты многовариантных расчетов позволили сделать ряд обобщающих выводов.

Довольно очевидными являются выводы с точки зрения динамики добычи флюидов и выработки запасов. При прочих равных параметрах (забойные давления, взаимное соотношение свойств пропластков) для схемы с размещением ГС по обе стороны от разлома величины накопленной добычи нефти и жидкости практически не зависят от его проводимости, то есть влияние разлома нивелируется системой разработки (рис. 7). Если же рассматривать аналогичные варианты с размещением ГС только справа или только слева от разлома, то они по накопленной добыче жидкости и нефти заметно выигрывают в случае, когда разлом не является изолирующим. Более высокие показатели разработки обусловлены как вовлечением запасов из «заразломной» зоны, так и различной динамикой снижения пластового давления.

Для оценки возможного влияния порядка ввода скважин на характер выработки и показатели разработки просчитаны варианты, где сначала полностью разбуривается левая часть, а только потом — правая. При прочих равных (забойное давление, расположение пропластков) в варианте с размещением ГС по обе стороны от разлома значения накопленной добычи нефти и жидкости также не меняются в зависимости от характера проводимости разлома. Существенное различие наблюдается лишь в показателях работы отдельных скважин (стартовые дебиты и динамика их падения) в околоразломной области, что связано с текущим распределением давления и остаточными запасами в этой зоне.

Интересный результат отмечается для случаев, когда прилегающий к разлому и не участвующий в разбуривании регион низкопроницаем. Наблюдается практически одинаковая динамика пластового давления в зоне

отбора для вариантов с проводящим и изолирующим разломом, несмотря на заметные различия в накопленных отборах по нефти и жидкости. То есть, дополнительное поступление флюидов через разлом успевает при рассматриваемых условиях компенсировать возрастающие темпы добычи из разбуренного региона. В случаях обратного расположения пропластков высокой и низкой проницаемости давление в регионе отбора для случая проводящего разлома превышает аналогичный показатель для непроницающего на 10–15 бар (рис. 8).

Следующий обобщающий вывод состоит в том, что в относительном выражении существенно лучше вовлекаются в дренирование запасы из граничащих с разломом неразбуренных пропластков с более высокой проницаемостью по отношению к зоне разбуривания, нежели наоборот. На практике это может служить критерием для преимущественного размещения скважин относительно имеющегося тектонического нарушения в случае, если полное разбуривание залежи технологически или экономически не оправдано. Прирост отбора за счет неразбуриваемого региона по отношению к его начальным запасам в случае его высокой проницаемости двукратно и более превышает аналогичное значение для низкопроницаемой «заразломной» области. При этом потери добычи в разбуренном регионе не происходит, поскольку сеткой скважин в любом случае дренируются оба пропластка в разрезе.

Например, в одном из вариантов, при забойных давлениях ниже давления насыщения, добыча нефти из «заразломного» региона составила 218 и 769 тыс. м<sup>3</sup> для случаев, когда он имеет низкую и высокую проницаемость соответственно (рис. 9). В долях от запасов неразбуриваемого региона это составляет 0,039 и 0,124 д. ед.

В вариантах с забойными давлениями ниже давления насыщения отмечается образование техногенной газовой шапки в регионе, не охваченном разработкой. Такая ситуация наблюдается в случае, когда контактирующим с разломом в неразбуренной области является низкопроницаемый пропласток, а в разбуренной части — высокопроницаемый (рис. 10).

В противоположном случае формирование газовой шапки в более проницаемом пропластке за разломом не происходит, и ее распространение ограничивается разбуренной зоной. Такой результат является следствием описанной выше разницы в динамике пластового давления, что особенно выражено в околоразломной области. Этот вывод, естественно, относится только к случаю проводящего разлома (рис. 11).

## Итоги

Если смещение пород по разлому привело к резкому изменению капиллярных характеристик пласта при переходе через разлом, то разница в уровне флюидального контакта может быть связана как непроницаемостью нарушения, так и с возникновением капиллярного барьера при сохранении его проводимости. Результаты проведенного моделирования для естественного режима показали, что в этих двух случаях наблюдаются значительные различия основных показателей разработки, характера распределения флюидов и давления в процессе нефтеизвлечения как в разбуренной, так и в неразбуренной области.

## Выводы

Несмотря на большой объем накопленной научной и практической информации о тектонических нарушениях с геологических позиций, понимание их возможного влияния на процесс разработки залежи на практике сводится к вопросу о проводимости разлома. Основными критериями при этом являются заметные отличия в отметках флюидальных контактов для сопредельных по разлому блоков пласта, а также характерные признаки границ пласта на кривых давления при ГДИС. Вместе с тем, оба указанных критерия не могут достоверно свидетельствовать о проводимости или непроницаемости разлома. В то же время, разрывные нарушения могут существенным образом влиять на процессы в пласте при добыче углеводородов, и степень такого воздействия сильно зависит от характера проводимости тектонической зоны. Полученные результаты свидетельствуют о необходимости более тщательного и комплексного анализа данных на этапе построения модели и проектирования разработки для залежей с тектоническими нарушениями. Ошибочные оценки свойств разрывного нарушения, в том числе проводимости, могут приводить к серьезным ошибкам в стратегии разработки, что в свою очередь влияет на экономические показатели проекта и конечную нефтеотдачу.

## Список литературы

1. Афонин Д.Г. Обоснование степени влияния разломов на эффективность работы скважин // Бурение и нефть. 2008. № 9. С. 22–25.
2. 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.
3. 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.
4. Попова К.В., Додонова Л.С., Габнасыров А.В., Соловьев С.И. и др. Анализ позитивного и негативного влияния

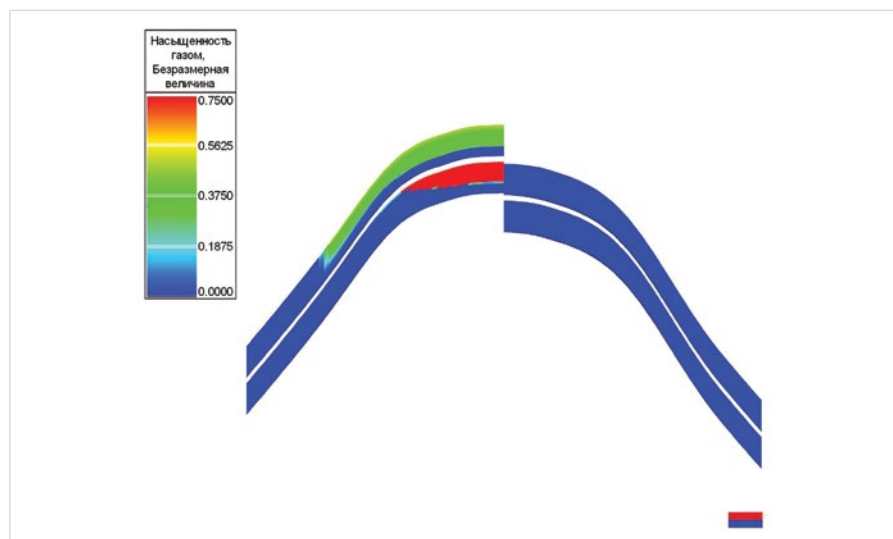


Рис. 11 — Распределение газонасыщенности в разрезе пласта на конец расчетного периода, разлом изолирующий

Fig. 11 — Gas saturation at the end of the simulated period. The fault is sealing

- разрывных нарушений на сохранность залежей углеводородов на юго-востоке Пермского края // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2017. №4. С. 4–11.
5. Салимов Ф.С., Котенёв Ю.А., Султанов Ш.Х., Мухаметшин В.Ш. Особенности разработки залежей нефти, осложнённых тектоническими нарушениями // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2017. №4. С. 25–32.
6. 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. 12–16.
7. Кушнарев И.П. Методы изучения разрывных нарушений. Москва: Недра, 1977. 248 с.
8. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей. М.-Ижевск:

Институт компьютерных исследований, 2012. 869 с.

9. Большаков Ю.Я. Динамическое моделирование залежей нефти и газа: Курс лекций. Тюмень: ТюмГНГУ, 2003. 66 с.
10. Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Закиров И.С. и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Ч. 2. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований. Регулярная и хаотическая динамика, 2009. 484 с.

ENGLISH

OIL PRODUCTION

## Development specifics of fields complicated by tectonic faults

UDC 622.276

### Authors:

**Maria S. Kosmacheva** — applicant for a degree; [m.kosma4eva@yandex.ru](mailto:m.kosma4eva@yandex.ru)

**Ilya M. Indrupskiy** — Sc.D., head of lab; [i-ind@ipng.ru](mailto:i-ind@ipng.ru)

OGRI RAS, Moscow, Russian Federation

### Abstract

The paper explores impact of fault conductivity on development dynamics of oil reservoir under depletion drive. It also presents comparison of sealing faults and capillary barriers. In both cases, the fault is identified both by the presence of amplitude shifts and by the difference in water-oil contact levels in the adjacent sections of the deposit.

The study is conducted on a 3D flow simulation model of a hypothetical hydrocarbon deposit based on the initial data for one of the fields in West Siberia. The results of the simulation show that erroneous estimates of the fault conductivity may lead to an incorrect choice of the field development system and the sequence of wells drilled, which significantly affects production performance and recovery of reserves.

### Materials and methods

The study was performed on the basis of literature analysis and numerical simulation using the 3D model of a hypothetical oil deposit

with parameters attributed to one of the fields in West Siberia.

### Results

If displacement of rocks along the fault surface led to a sharp change in the capillary properties of the formation across the fault, then differences in the fluid contact levels may indicate both non-conductivity of the fault and presence of capillary barrier, although its conductivity may remain. The obtained findings of simulation under natural recovery drive show that both cases reveal significant differences in basic development parameters, fluid distribution pattern and pressure with respect to oil recovery in both developed and undeveloped area.

### Conclusions

Despite the large amount of accumulated research findings on faults, understanding of their potential influence on the field development process is practically reduced to the issue of fault conductivity. The main criterion is a noticeable

difference in the fluid contact levels in the fault-adjacent sections of the deposit and typical formation boundary, revealed in pressure curves during pressure transient tests. However, both criteria cannot reliably verify conductivity or non-conductivity of the fault. At the same time, faults may have significant impact on the processes in the reservoir during hydrocarbon production, and the degree of such impact heavily depends on the conductivity of the tectonic zone. The obtained results indicate necessity for more thorough and comprehensive study of the data at the stage of modeling and reservoir engineering in the context of deposits with faults. Erroneous assessment of the fault conductivity may lead to serious errors in the field development strategy, which in turn affects the economics of the project and ultimate oil recovery.

### Keywords

fault, sealing fault, capillary barrier, displacement pressure, flow simulation, oil-water contact, depletion drive

### References

- Afonin D.G. *Obosnovanie stepeni vliyaniya razlomov na effektivnost' raboty skvazhin* [Substantiation of the degree of influence of breaking on an efficiency of the wells working]. *Burenie i neft'*, 2008, issue 9, pp. 22–25.
- 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.
- Vladimirov I.V., Bakirov I.I., Loshcheva Z.A., Khisamutdinov N.I. *K voprosu o razmeshchenii dobyvayushchikh i nagnetatel'nykh skvazhin v neftyanykh zalezhakh s protyazhennymi zonami razuplotneniya kollektora* [Placement of production and injection wells in oil deposits with expanded zones of a collector decompactification]. *Neftepromyslovoe delo*, 2017, issue 7, pp. 5–9.
- Popova K.V., Dodonova L.S., Gabnasyrov A.V., Solov'ev S.I. and oth. *Analiz pozitivnogo i negativnogo vliyaniya razryvnykh narusheniy na sokhrannost' zalezhey uglevodorodov na yugo-vostoke Permskogo kraja* [Analysis of faults' positive and negative influence on undamaged state of hydrocarbon deposits in the south-east of Perm region]. *Geology, geophysics and the development of oil and gas fields*, 2017, issue 4, pp. 4–11.
- Salimov F.S., Kotenev Yu.A., Sultanov Sh.Kh., Mukhametshin V.Sh. *Osobennosti razrabotki zalezhey nefti, oslozhnennykh tektonicheskimi narusheniyami* [Some specific features of oil deposits development, complicated by tectonic faults]. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2017, issue 4, pp. 25–32.
- Bronskova E.I., Lesnoy A.N., Bochkarev A.V. *Povyshenie effektivnosti vyrabotki trudnoizvlekaemykh zasposov na osnove ucheta diz'yunktivnykh narusheniy i analiza GTM* [Raising efficiency of hardly-recoverable reserves extraction on the basis of accounting of disjunctive faults and analysis of geological-technical measures]. *Neftepromyslovoe delo*, 2014, issue 9, pp. 12–16.
- Kushnarev I.P. *Metody izucheniya razryvnykh narusheniy* [Methods of studying of faults]. Moscow: *Nedra*, 1977, 248 p.
- Kremenetskiy M.I., Ipatov A.I., Gulyaev D.N. *Informatsionnoe obespechenie i tekhnologii gidrodinamicheskogo modelirovaniya neftyanykh i gazovykh zalezhey* [Information support and technology of flow simulation for oil and gas deposits]. Moscow–Izhevsk: Institute for Computer Research, 2012, 869 p.
- Bol'shakov Yu.Ya. *Dinamicheskoe modelirovanie zalezhey nefti i gaza* [Dynamic modeling of oil and gas deposits]. The course of lectures. Tyumen: TyumGNGU, 2003, 66 p.
- Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S., Zakirov I.S. and oth. *Novye printsipy i tekhnologii razrabotki mestorozhdeniy nefti i gaza* [New principles and technologies for development of oil and gas fields]. Part 2. Moscow–Izhevsk: Institute for Computer Research. Regular and chaotic dynamics, 2009, 484 p.