

ВЛИЯНИЕ МЕЖПЛАСТОВОГО ПЕРЕТОКА ПО ТЕКТОНИЧЕСКОМУ НАРУШЕНИЮ НА РАЗРАБОТКУ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ. ЧАСТЬ 1: ДОБЫЧА, ДАВЛЕНИЕ, ОБВОДНЕННОСТЬ

М.С. Космачева, И.М. Индрупский
ИПНГ РАН, e-mail: m.kosma4eva@yandex.ru

Проблемы разработки месторождений углеводородов, осложненных тектоническими нарушениями, привлекают в последние годы внимание многих специалистов [1–4]. В серии исследований, начатых публикацией [5], авторы ставят задачу изучить возможную роль разломов и приразломных зон в процессах эксплуатации нефтяных залежей по данным моделирования. При этом нами рассматривается не только традиционная трактовка тектонического нарушения как барьера на пути течения флюидов, но и другие механизмы участия разломов в разработке месторождений.

Известно, что тектонические нарушения и приуроченные к ним зоны разуплотнения играют принципиальную роль в процессах вертикальной миграции флюидов и заполнения ловушек углеводородами. Соответствующие процессы относятся к области исследований нефтегазовой геологии – как в теоретическом, так и в прикладном (поисковые работы) аспекте [6–13 и др.].

Помимо формирования залежей нефти и газа, локальные дизъюнктивные нарушения могут служить своеобразными «окнами» в процессе их разработки. При изменении пластового давления флюиды с выше- или нижележащих горизонтов, минуя по трещинам покрывку, могут попадать по таким «окнам» в эксплуатируемые пласты-коллекторы, и наоборот. Подобные явления выявлены на нефтяных [14] и газовых [15] месторождениях, на подземных хранилищах газа [16]. В промысловой практике нередко фиксируются перетоки нагнетаемой воды в другие пласты по естественным или техногенным трещинам.

В [14–15] показано, что влияние подобных перетоков на показатели работы отдельных скважин и залежи в целом может быть значительным. Возникающие при этом эффекты требуют более детального исследования и должны учитываться при проектировании и анализе разработки месторождений.

Таким образом, цель данной работы состоит в оценке влияния гидродинамической связи между пластами, обусловленной тектоническим нарушением, на показатели разработки нефтяной залежи. Для этого исследован случай залежи, имеющей сообщение по разлому с нижележащим водоносным пластом.

Объект и исходные данные для исследования

Для оценки влияния разлома как проводящего канала созданы трехмерная статическая (геологическая) и гидродинамическая модели гипотетической нефтяной залежи с нижележащим (на 300 м глубже) водоносным пластом. Как залежь, так и водоносный горизонт условно приняты однородными, но с различающимися значениями фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). Предполагается, что разлом проходит через всю толщину моделируемого разреза в купольной части залежи, имеет небольшое смещение по вертикали (амплитуда 2 м), а его свойства не могут быть достоверно оценены ввиду обычной неполноты и разнохарактерности данных.

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) [15]. Распределения ФЕС соответствуют коэффициентам эффективной пористости $m_{\text{эф}}$ (доля объема пустот в элементе породы, за исключением связанной воды) и эффективной проницаемости $k_{\text{эф}}$ (фазовой проницаемости для нефти при неснижаемой (связанной) водонасыщенности $S_{\text{во}}$). Насыщенности фаз также нормируются не по открытому, а по эффективному поровому объему. Коэффициент сжимаемости эффективной пористой среды рассчитывается с учетом влияния связанной воды.

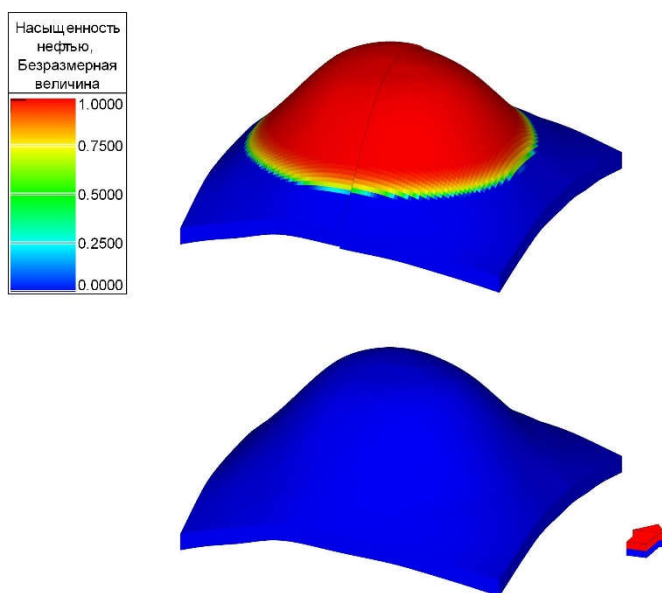


Рис. 1. Объемный вид 3D-модели гипотетической залежи, цветом показана нефтенасыщенность

Кривые относительных фазовых проницаемостей (ОФП) и капиллярного давления (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 характерных действующих месторождений Западной Сибири. При этом ФЕС, ОФП и ККД для нефтяного и водоносного пластов приняты по данным исследований образцов керна из относительно высокопроницаемой части и из зоны ухудшенных коллекторских свойств объекта-прообраза (рис. 2). Эффективная пористость составляет 12,5 и 7,5 %, эффективная проницаемость – 40 и 0,324 мД для высоко- и низкопроницаемого пластов соответственно. Вязкость пластовой нефти – 0,149 сПз, воды – 0,172 сПз. В рамках исследованных вариантов рассмотрен как случай низкопроницаемой залежи и высокопроницаемого водоносного горизонта (вариант 1), так и обратный случай (вариант 2). При этом менялись местами и остальные характеристики верхнего и нижнего пропластков.

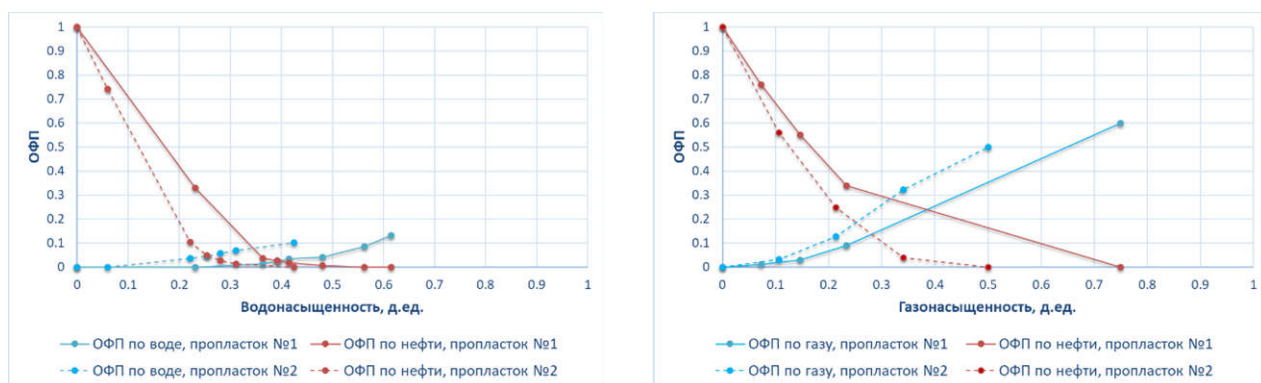


Рис. 2. Кривые ОФП для двух пропластков (нормировка в ЭПП):
№1 – высокопроницаемый, №2 – низкопроницаемый

Предполагается, что разлом характеризуется сдвигом друг относительно друга по вертикали правой и левой частей пластов 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. На рис. 3 представлен один из вариантов распределения эффективной проницаемости в модели.

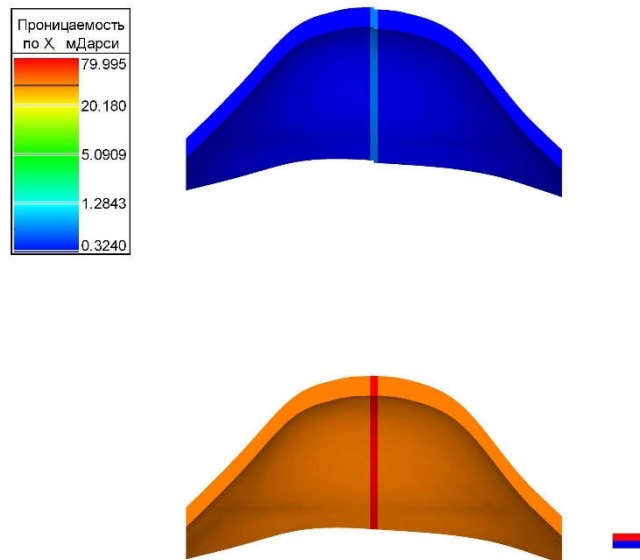


Рис. 3. Вариант распределения значений проницаемости (эффективной) в разрезе модели

На описанной модели проведена серия расчетов, которые можно разделить на две основные группы. В базовой группе вариантов связь между нефтяной залежью и нижележащим водонасыщенным пластом отсутствует, то есть вертикального перетока флюидов по разлому не происходит. В другой группе вариантов, в названии которых есть обозначение NNC, принимается, что разлом играет роль проводящего канала между пластами. Другим словами, предполагается, что он имеет значительную протяженность по разрезу (до водоносного пласта) и обладает вертикальной проводимостью.

Для второй группы вариантов связь между «приразломными» ячейками верхнего и нижнего пластов моделировалась с помощью несоседних соединений (NNC), позволяющих задать определенную проводимость между любыми двумя ячейками на сетке. Исходно она задавалась равной проводимости, которая имела бы место при непосредственном контакте ячеек нижнего и верхнего пластов по их боковым граням. Таким образом, проводимость самого разлома предполагалась бесконечной (очень высокой). Каких-либо дополнительных ограничений на проводимость разлома не задавалось. Следовательно, в районе тектонического нарушения устанавливается гидродинамическая связь по зоне разуплотнения как по вертикали (между пластами), так и по латерали (между разделенными разломом частями залежи). В последующих работах будут рассмотрены и иные случаи.

В ходе анализа задаваемых параметров моделей было отмечено, что запасы воды в нижнем пласте для обоих случаев распределения ФЕС нетипично малы для водоносного горизонта и тем более для водонапорной системы в целом, которая может охватывать большой интервал разреза. Запасы воды для варианта 1 (где водоносный пласт имеет более высокие ФЕС относительно вышележащей нефтяной залежи) составляют $4,6 \cdot 10^5$ тыс. м³; для варианта 2 (где водоносный пласт имеет более низкие ФЕС относительно вышележащей нефтяной залежи) – $2,76 \cdot 10^5$ тыс. м³. Поэтому для более полной оценки влияния характеристик водоносного пласта были созданы дополнительные варианты с увеличением запасов воды в 100 раз, результаты по которым будут также описаны далее. Запасы воды в нижнем пласте для варианта 1 составили в этом случае $4,6 \cdot 10^7$ тыс. м³, для варианта 2 – $2,76 \cdot 10^7$ тыс. м³.

Моделируется система разработки залежи горизонтальными скважинами (ГС) без воздействия на пласт, на естественном водонапорном режиме. Количество ГС, длина стволов, межрядное расстояние и прочие параметры сетки определены с помощью стандартных методов проектирования. Добывающие скважины вводятся поочередно, с интервалом одна скважина в месяц, разбуривание происходит от купольной части залежи к контуру. Проводка стволов и интервалы вскрытия пласта скважинами заданы с учетом конфигурации флюидальных контактов (рис. 4). При достижении предельной обводненности 98% или минимально рентабельного дебита 0,5 т/сут скважина закрывается. Забойное давление принято на уровне давления насыщения.

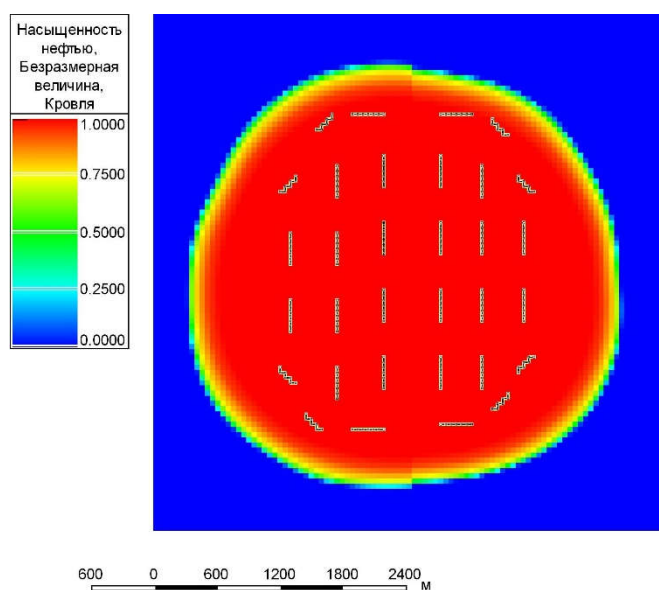


Рис. 4. Схема размещения ГС, вид сверху

Результаты моделирования

Влияние перетока на показатели разработки

На рис. 5 и 6 приведено сравнение основных показателей разработки для вариантов 1 и 2 с учетом и без учета проводимости разлома. Существенное различие в показателях в пользу варианта NNC (с проводящим разломом) для варианта 1 является результатом эффективного поддержания пластового давления вследствие поступления в залежь воды по разлому из нижележащего горизонта. Для варианта 2 различие в показателях менее выражено. В процентном отношении дополнительная добыча нефти за счет влияния разлома в вариантах 1 и 2 составила 51,5 и 7,8% соответственно (табл. 1).

Таблица 1

**Накопленная добыча нефти в вариантах 1 и 2
с учетом и без учета проводимости разлома**

Накопленная добыча нефти, тыс.м ³			
Вариант 1		Вариант 2	
без NNC	с NNC	без NNC	с NNC
412.3	624.5	2322.4	2502.7
Δ%	51.5	Δ%	7.8

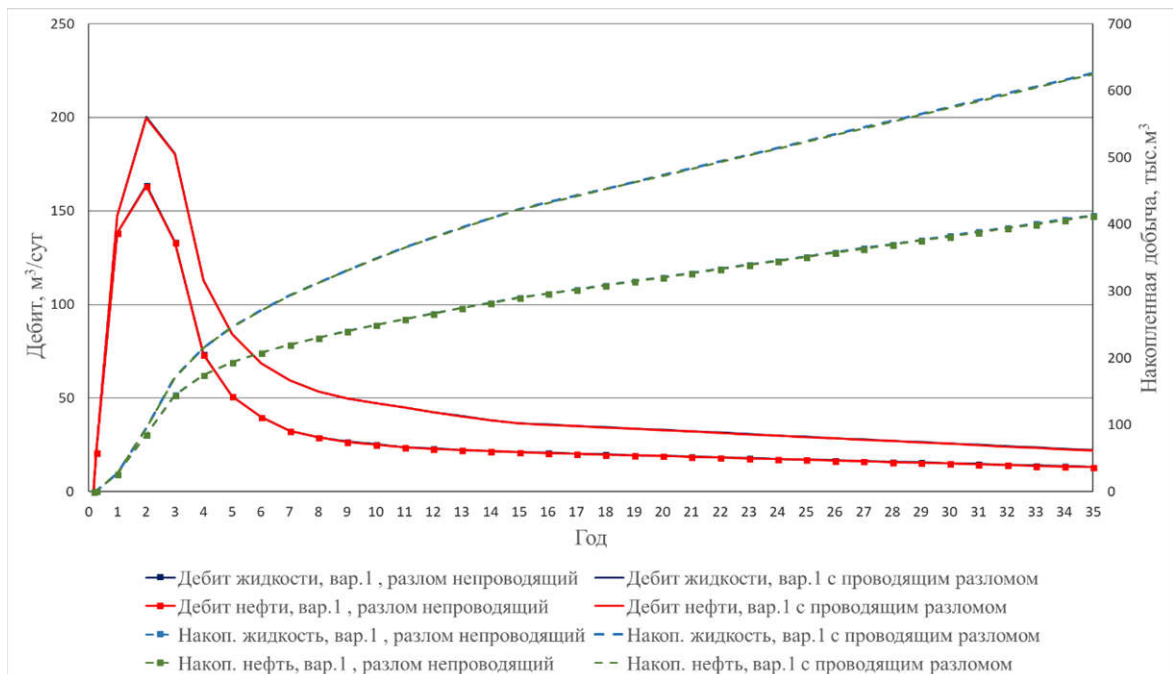


Рис. 5. Сравнительный график основных показателей разработки по варианту 1 без учета и с учетом проводимости разлома

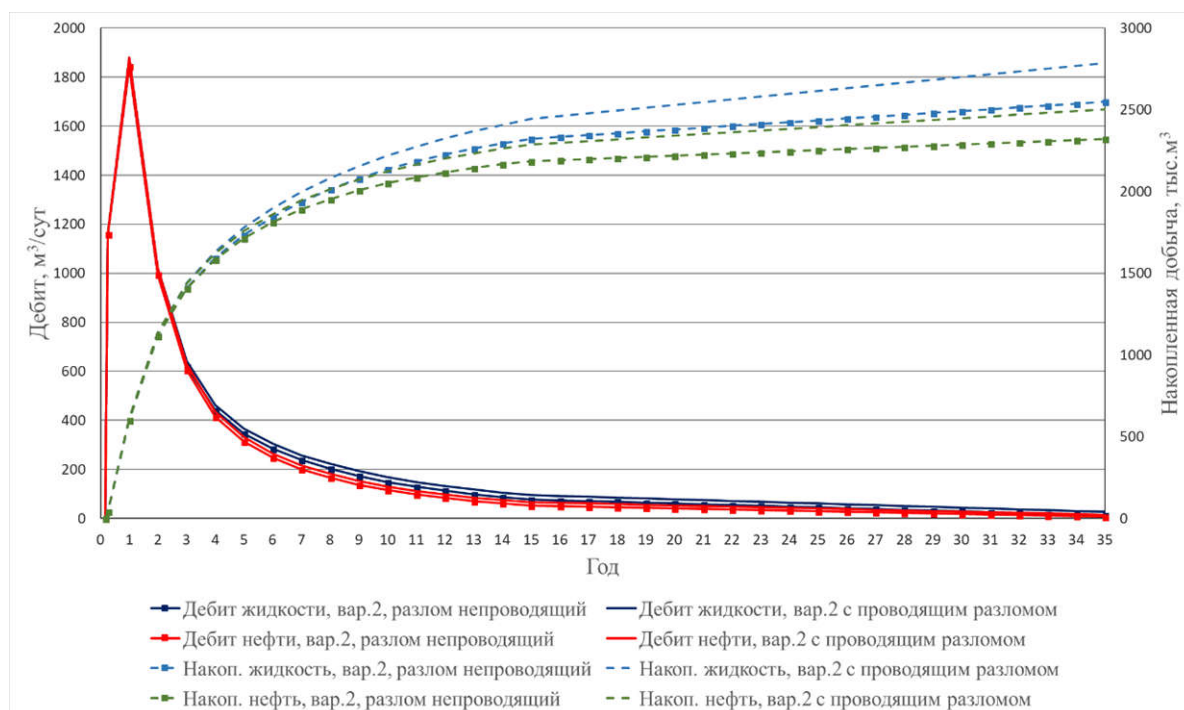


Рис. 6. Сравнительный график основных показателей разработки по варианту 2 без учета и с учетом проводимости разлома

Далее (рис. 7 и 8) приведено сравнение основных показателей разработки для вариантов 1 и 2 с учетом и без учета проводимости разлома для моделей с увеличением объема водоносного пласта. Здесь существенное различие в показателях в пользу вариантов NNC (с проводящим разломом) уже отмечается как для варианта 1, так и для варианта 2. Причем влияние проводимости разлома для варианта 2 в этом случае даже более ярко выражено, а для варианта 1 эффект от поддержания пластового давления за счет вторгшейся по разлому воды сопоставим с предыдущим. В процентном выражении дополнительная добыча нефти в этом случае в вариантах 1 и 2 составила 54 и 112% соответственно (табл. 2).

Таблица 2

Накопленная добыча нефти в вариантах 1 и 2 с учетом и без учета проводимости разлома в моделях с большими запасами воды

Накопленная добыча нефти, тыс.м ³			
Вариант 1		Вариант 2	
без NNC	с NNC	без NNC	с NNC
412.3	636.3	2322.4	4945.4
Δ%	54.3	Δ%	112.9

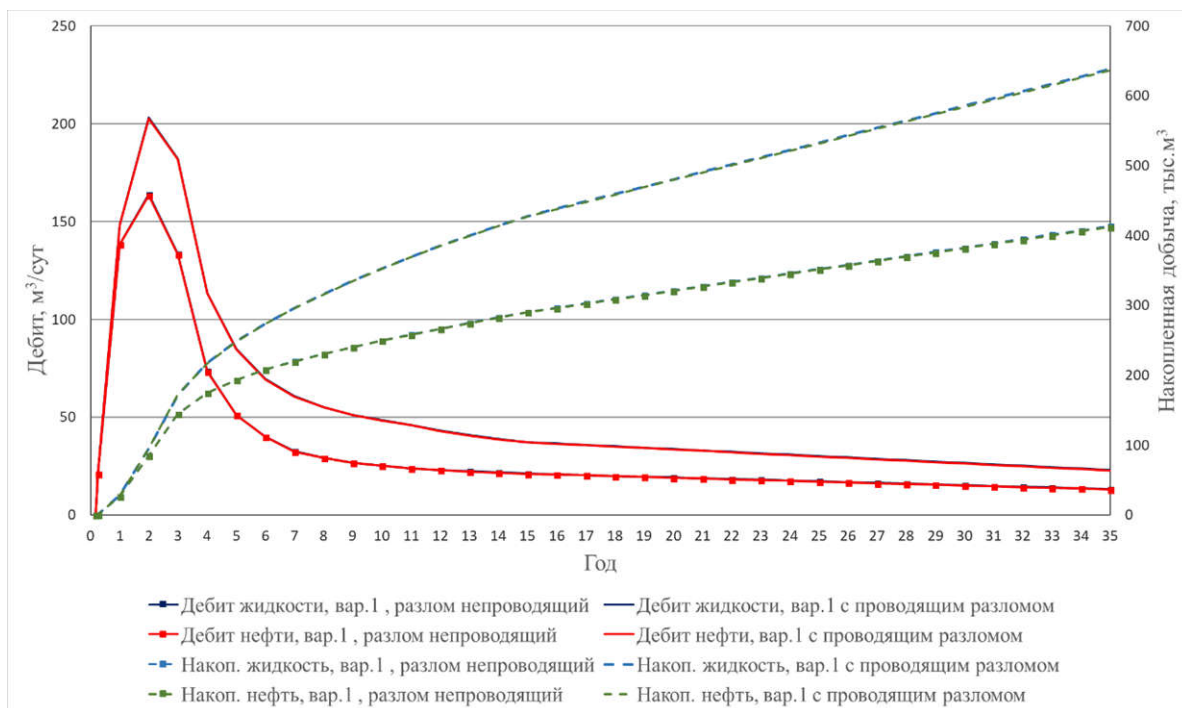


Рис. 7. Сравнительный график основных показателей разработки по варианту 1 без учета и с учетом проводимости разлома в моделях с большими запасами воды

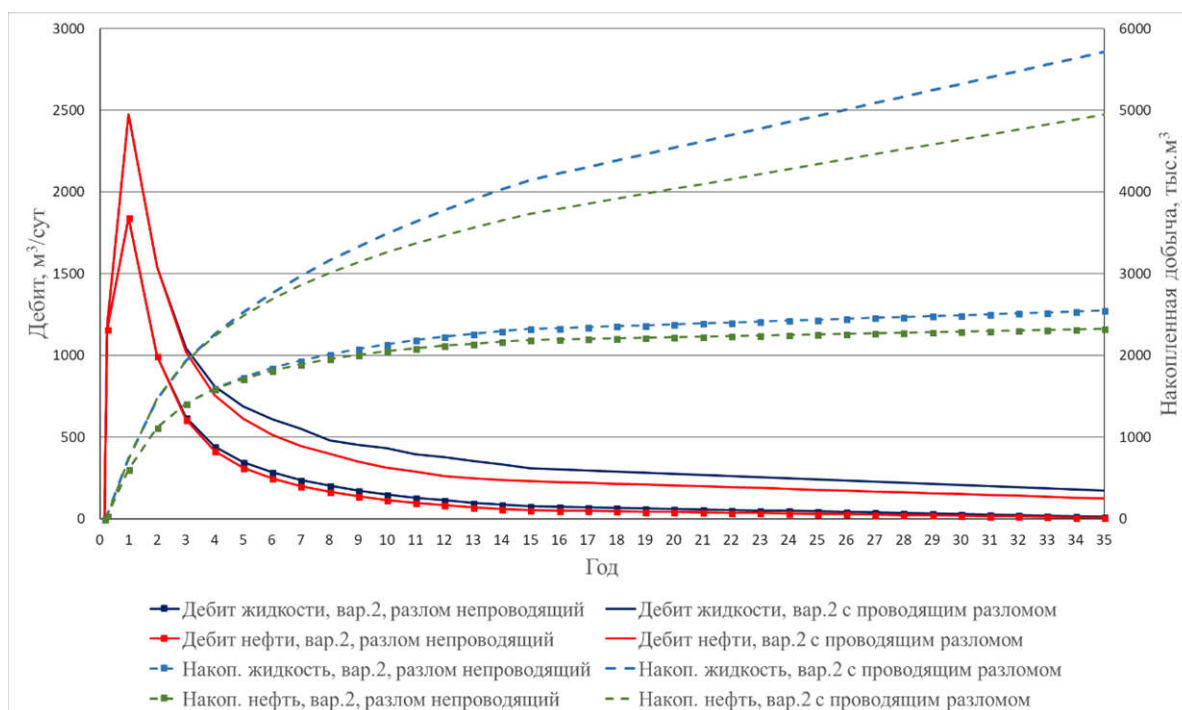


Рис. 8. Сравнительный график основных показателей разработки по варианту 2 без учета и с учетом проводимости разлома в моделях с большими запасами воды

Приведенные результаты позволяют сделать первый обобщающий вывод о влиянии соотношения характеристик (проницаемости, запасов) разбуренного пласта и «подсоединенного» по разлому. Объем перетока флюида из нижнего пласта в верхний определяется, во-первых, величиной снижения давления в верхнем разрабатываемом пласте (она тем выше, чем выше там проницаемость). И, во-вторых, способностью «подсоединенного» пласта отдавать флюиды в разлом, то есть его проницаемостью и запасами. В итоге объем перетока определяет более ограничительный из двух перечисленных факторов. Для первого варианта ограничителем является первый фактор, поэтому при значительном увеличении объема водоносного горизонта существенного изменения в итоговых показателях нет – 51,5 и 54% дополнительной добычи соответственно. А вот для варианта 2 с высокопроницаемым разрабатываемым объектом исходного объема и фильтрационно-емкостных свойств водоносного горизонта явно не хватает для компенсации отборов и эффективного поддержания давления в нефтяной залежи, что очевидно при сравнении дополнительной добычи для случаев с исходными и увеличенными запасами – 7,8 и 112% соответственно.

На основании результатов проведенных расчетов дальнейшее исследование было решено проводить для моделей с увеличенным объемом водоносного пласта, поскольку в этом случае, при совпадении основных результатов, эффект от отсутствия или наличия гидродинамической связи пластов более выражен. Кроме того, подобная ситуация более типична для разработки реальных месторождений.

Влияние перетока на пластовое давление и интегральную обводненность

На рис. 9 и 10 приведены графики, демонстрирующие влияние притока по разлому на поведение пластового давления. На графиках показаны динамики среднего пластового давления по верхнему пласту и их аналоги, но только по «приразломной» зоне пластов протяженностью 450 м от разлома (здесь и далее для моделей с большими запасами воды). Начальное среднее пластовое давление для верхнего пласта составляет 273 бар ($1 \text{ бар} = 10^{-1} \text{ МПа}$).

Из рис. 9 и 10 видно, что сообщаемость пластов по разлому существенно влияет на давление в залежи, независимо от соотношения проницаемостей пластов. Заметно, что наиболее интенсивно давление верхнего пласта поддерживается именно в приразломной зоне. Интересно отметить, что поддержание пластового давления в залежи по разлому проявляется не сразу, что приводит к немонотонной его динамике.

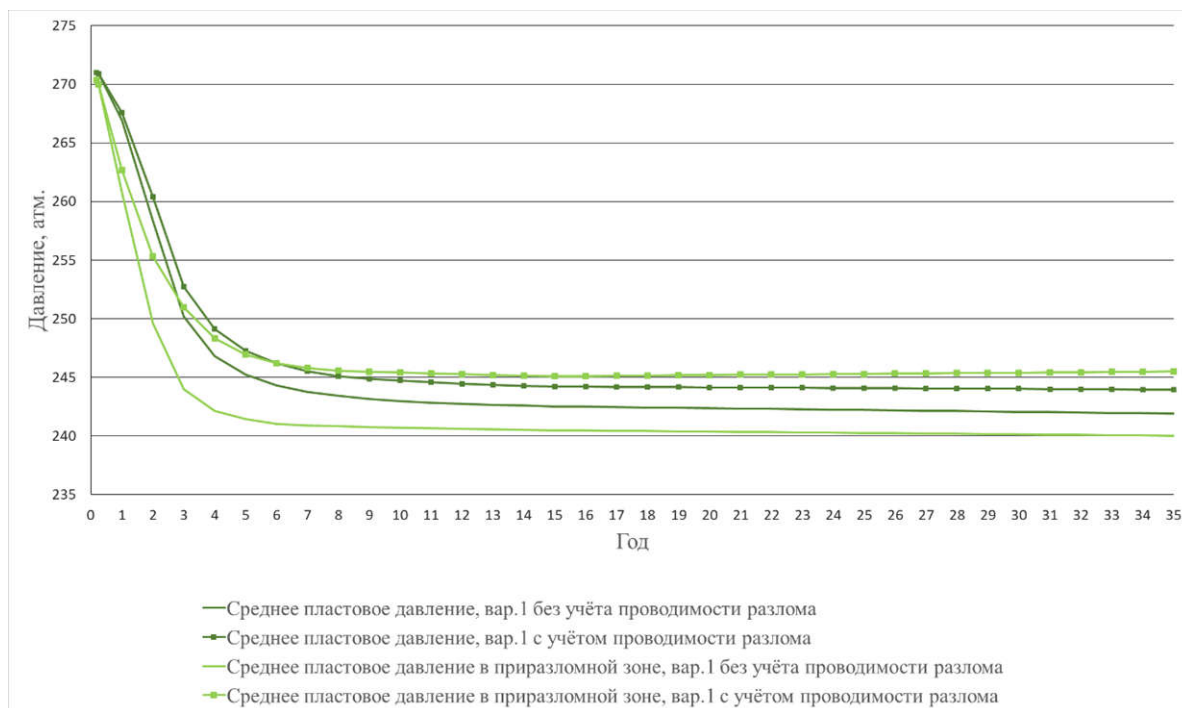


Рис. 9. Сравнительный график среднего пластового давления в верхнем пласте в целом и в приразломной зоне для варианта 1 без учета и с учетом проводимости разлома

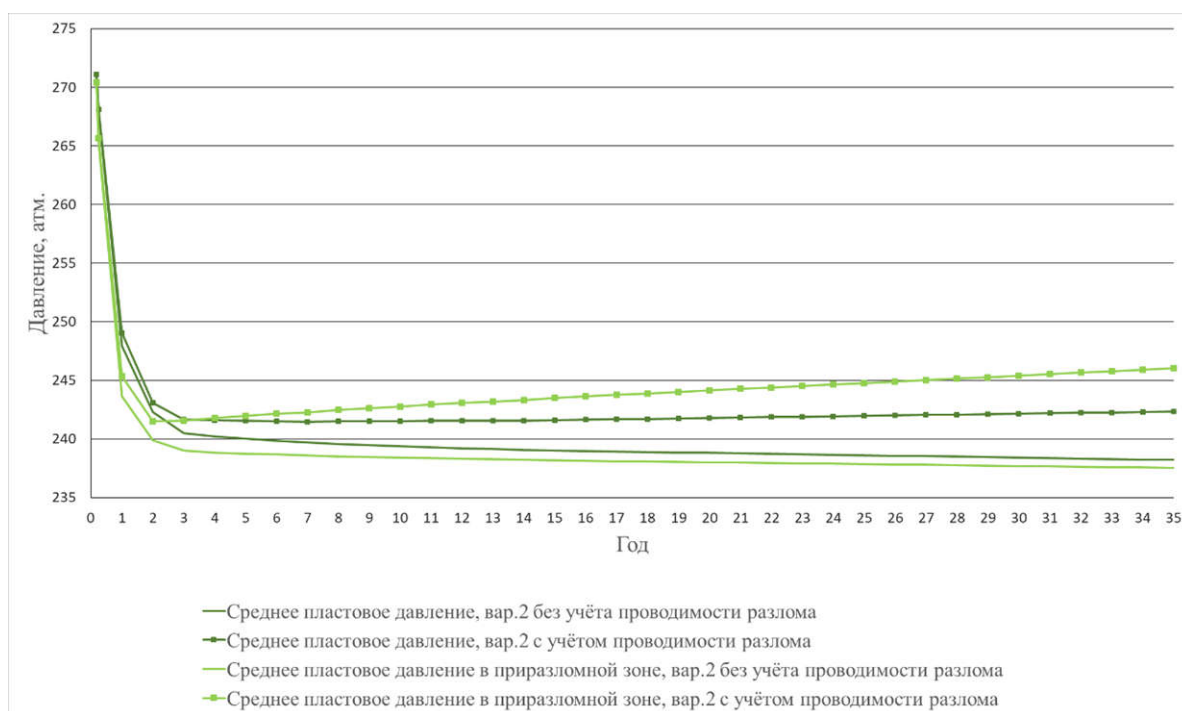


Рис. 10. Сравнительный график среднего пластового давления в верхнем пласте в целом и в приразломной зоне для варианта 2 без учета и с учетом проводимости разлома

Рис. 11 показывает, как различие объемов вертикального перетока по разлому для различных соотношений ФЕС в вариантах 1 и 2 сказывается на динамике пластового давления в нефтяной залежи в целом и в приразломной зоне залежи.

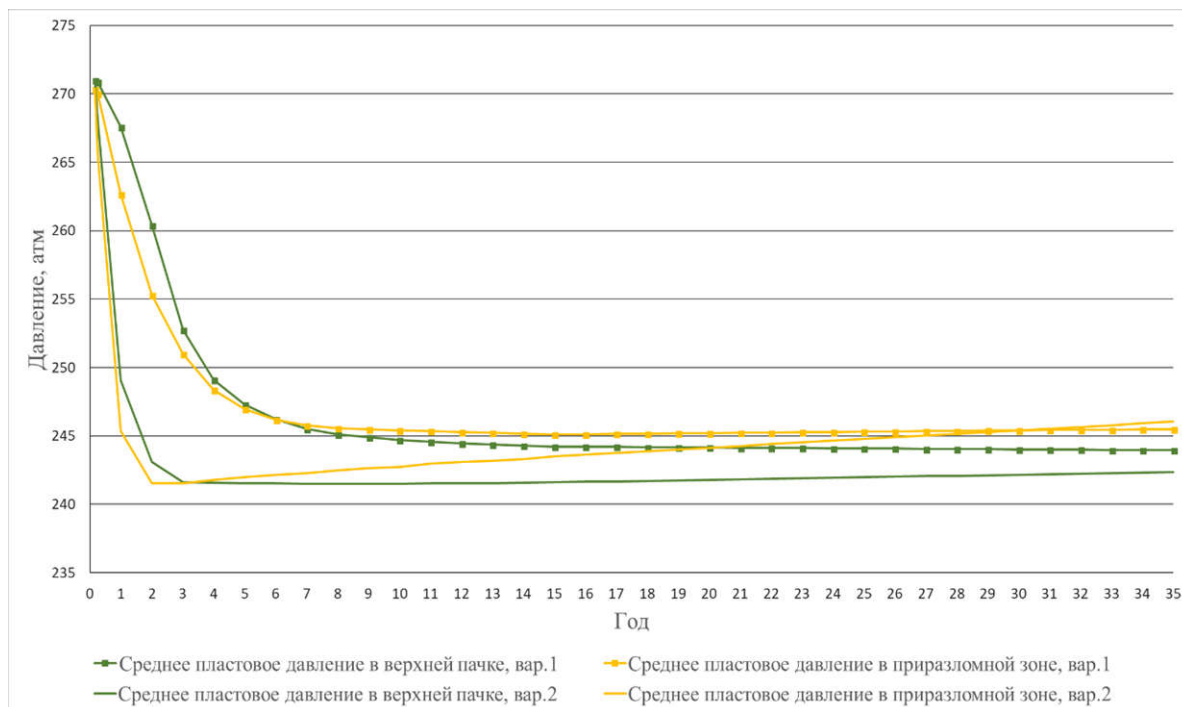


Рис. 11. Совмещенный график пластового давления для вариантов 1 и 2

Оценка возможных различий в обводненности скважин поступающей водой относительно варианта с непроводящим разломом показывает, что существенная разница в динамике заметна только с момента, когда до ближайшего к разлому ряда добывающих скважин доходит фронт воды от разлома или из законтурной области (рис. 12).

В варианте 1 с низкими коллекторскими свойствами нефтяной залежи вода не успевает за расчетный период достичь работающих скважин, сообщаемость пластов по разлому практически не влияет на обводненность. Остальные различия в динамике обводненности незначительны и связаны в основном с интерференцией скважин.

В варианте 2 наблюдается более интересная ситуация. В начальный период обводнения приток воды по разлому сказывается негативно, увеличивая процент воды в продукции скважин. В дальнейшем за счет выбытия обводненных скважин и более высокого пластового давления наблюдается обратная тенденция.

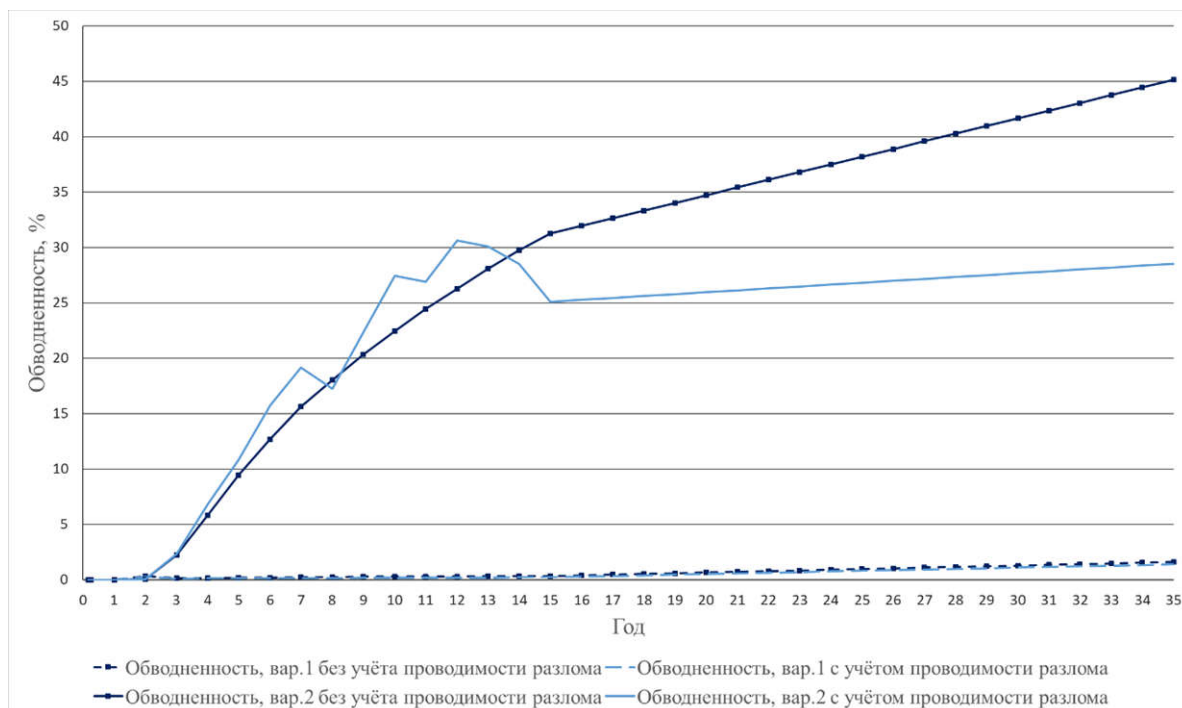


Рис. 12. Сравнение динамик обводненности по вариантам

Особенности обводнения скважин

Как было отмечено ранее, существенная разница в обводненности скважин описанных вариантов заметна только с момента, когда до ближайшего к разлому ряда добывающих скважин доходит фронт нагнетаемой воды. При этом в некоторых вариантах с низкими коллекторскими свойствами разбуриваемой зоны за расчетный период вода не успевает достигнуть работающих скважин, вследствие чего обводненность в вариантах с учетом и без учета разлома практически совпадает. Однако если принудительно разместить добывающую скважину непосредственно в область тектонического нарушения, смоделировав тем самым возможный на практике вариант уплотняющего бурения, то влияние проводимого тектонического нарушения становится ярко выраженным и существенным. Результаты расчетов с размещением вертикальной скважины (обозначим ее скважина №1*) для варианта с низкими коллекторскими свойствами залежи вблизи разлома приведены на рис. 13 и 14. Скважина расположена на расстоянии 50 м от разлома.

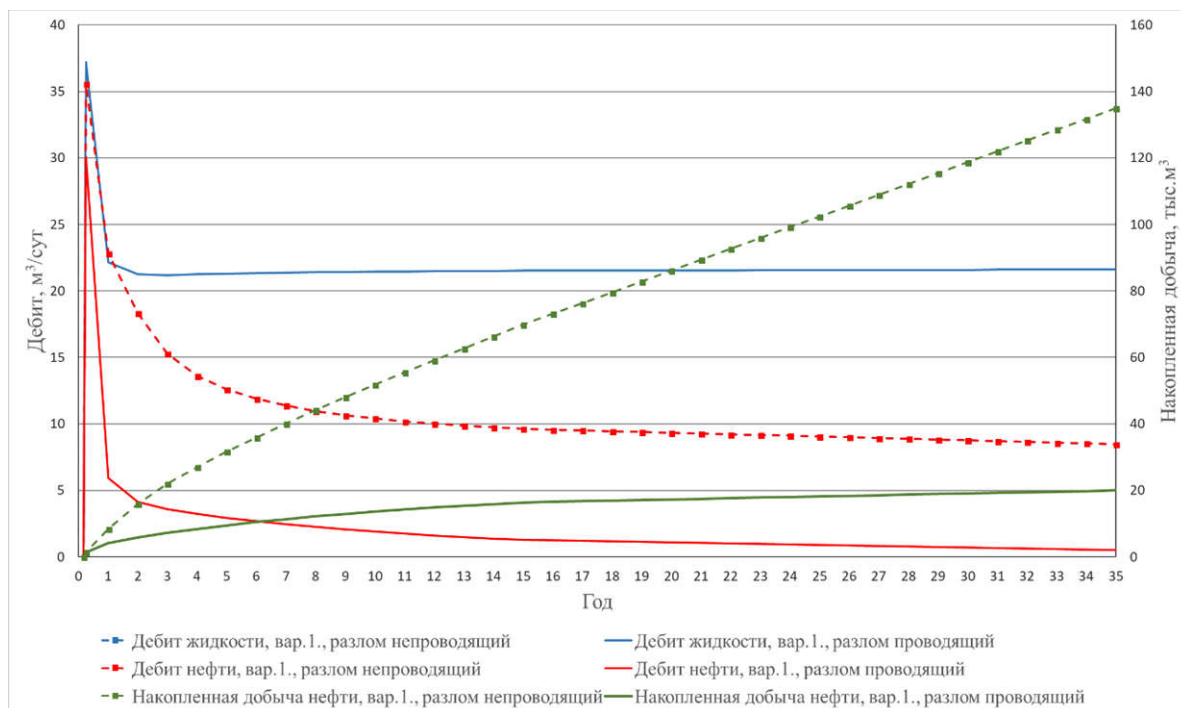


Рис. 13. Сравнительный график основных показателей разработки для скважины №1* в варианте 1 без учета и с учетом проводимости разлома

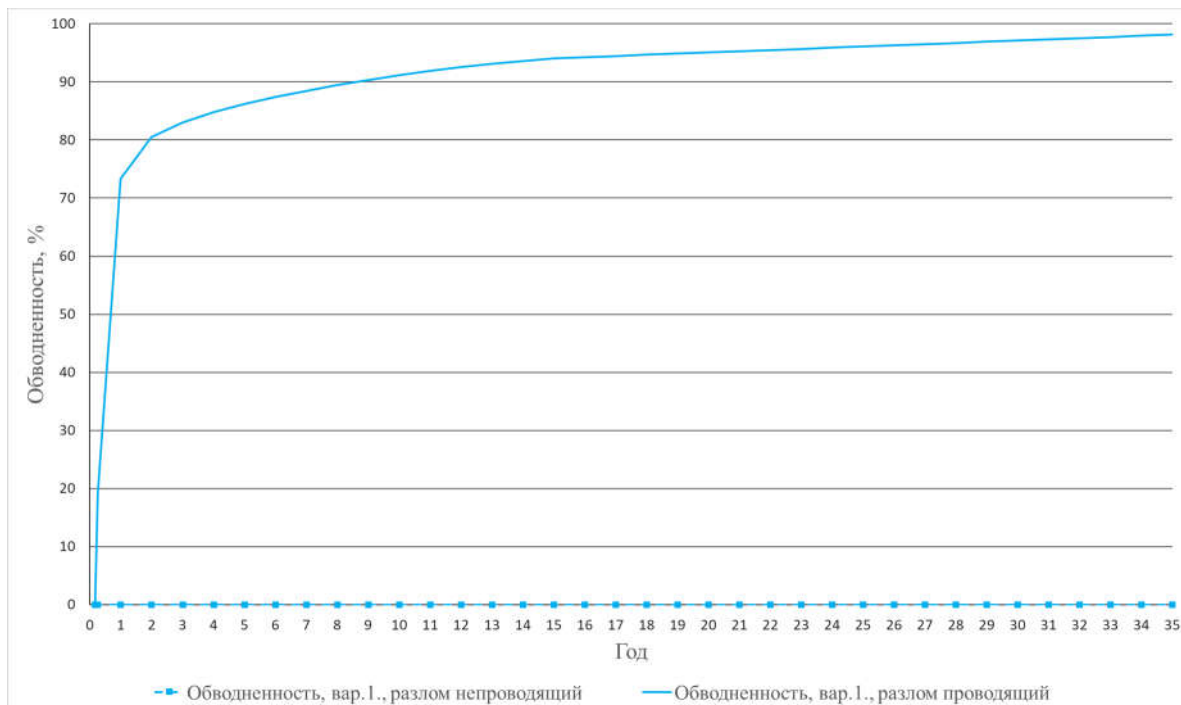


Рис. 14. Динамика обводненности для скважины №1* в варианте 1 без учета и с учетом проводимости разлома

Относительно интегральной динамики обводненности в зависимости от проводимости разлома следует заметить, что во всех рассчитанных случаях обводненность варианта с проводимым тектоническим нарушением на конец расчетного периода имела более низкие значения, чем аналогичный вариант на модели с непроводящим разломом. В то же время текущие показатели в определенные расчетные периоды могли превышать значения в сравнимом варианте (рис. 12).

Поскольку нефтяная залежь представлена преимущественно чисто нефтяной зоной, для сравнительной оценки все скважины были поделены условно на две группы. К первой группе относятся скважины центральной части залежи, которые в варианте без сообщения по разлому с водоносным пластом не обводняются, а в варианте с сообщающимися пластами или сохраняют нулевую обводненность, или демонстрируют некоторый процент воды в продукции. Ко второй группе относятся скважины, расположенные вблизи контура, которые в варианте без сообщения по разлому с водоносным пластом имеют некоторую обводненность, а в варианте с проводимым разломом также обводняются, но с другой динамикой, демонстрируя большие или меньшие значения.

Рассмотрим первую группу, характерным представителем которой можно считать скважину №1, расположенную в первом от разлома ряду. В варианте с низкими ФЕС вода от разлома не успевает подойти к скважине. Однако область повышенного давления в совокупности с вытеснением нефти поступающей от разлома водой предопределяет более высокие значения текущих и, как следствие, накопленных показателей разработки относительно варианта с непроводящим разломом (рис. 15).

Для скважин этой же группы, находящихся во втором и далее рядах от разлома, влияние вторгшейся воды незначительно или его нет совсем, а какие-либо различия в динамике показателей являются следствием интерференции скважин. Для такого случая типично проявляет себя скважина №23 (третий ряд от разлома, влияние практически отсутствует), чьи показатели приведены на рис. 16 в качестве примера.

В вариантах, где нефтеносная залежь имеет повышенные значения ФЕС, можно увидеть характерное обводнение отдельных скважин ближнего к разлому ряда. Из рис. 17, на котором представлены основные показатели работы скважины №7, видно, что накопленная добыча нефти в варианте с проводящим разломом выше, несмотря на прорыв вторгшейся воды и выбывание скважины после достижения предельной обводненности. В то же время скважина №17 показывает обратную картину (рис. 18 и 19). Выбывание данной

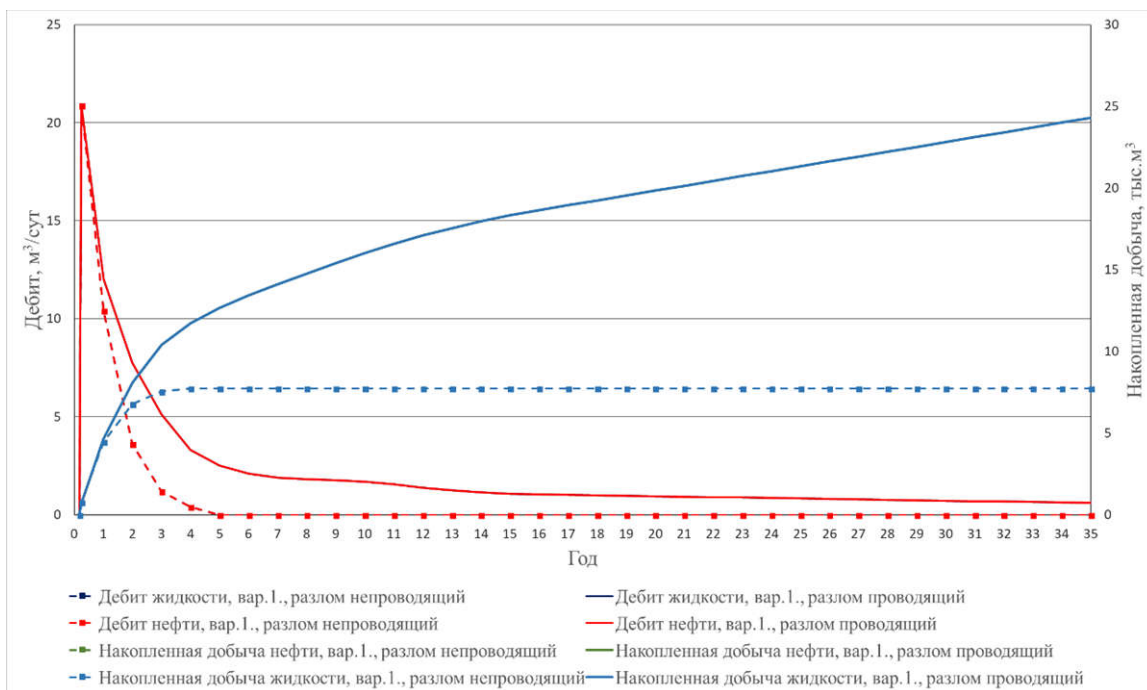


Рис. 15. Сравнительный график основных показателей разработки для скважины №1 в варианте 1 без учета и с учетом проводимости разлома

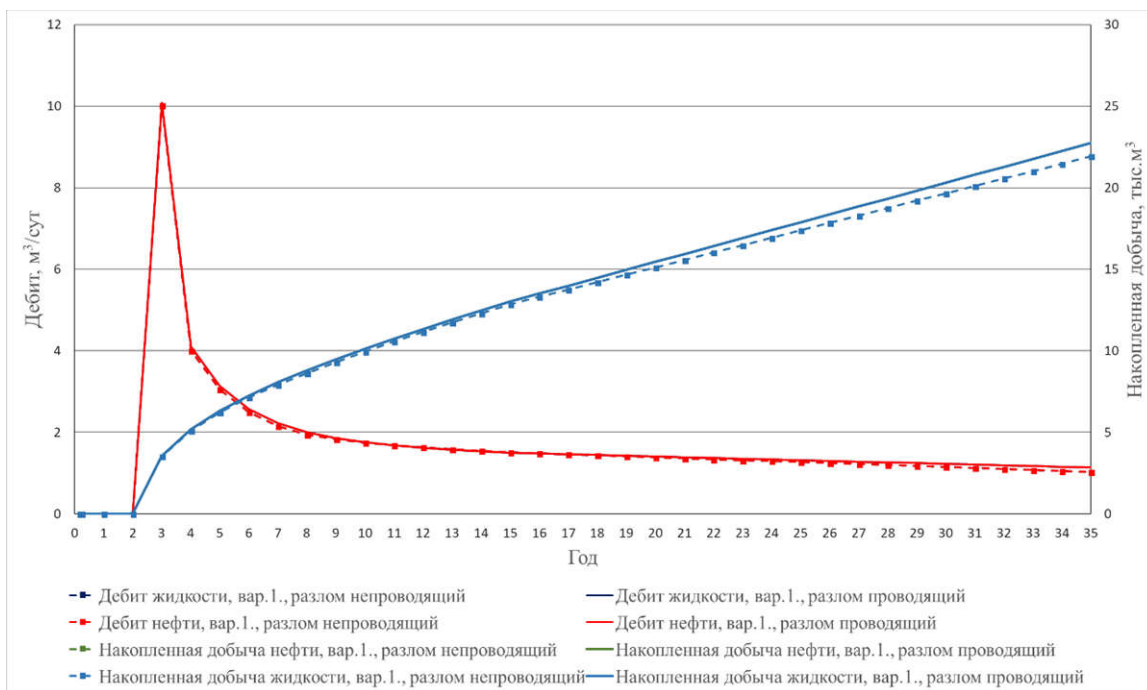


Рис. 16. Сравнительный график основных показателей разработки для скважины №23 в варианте 1 без учета и с учетом проводимости разлома

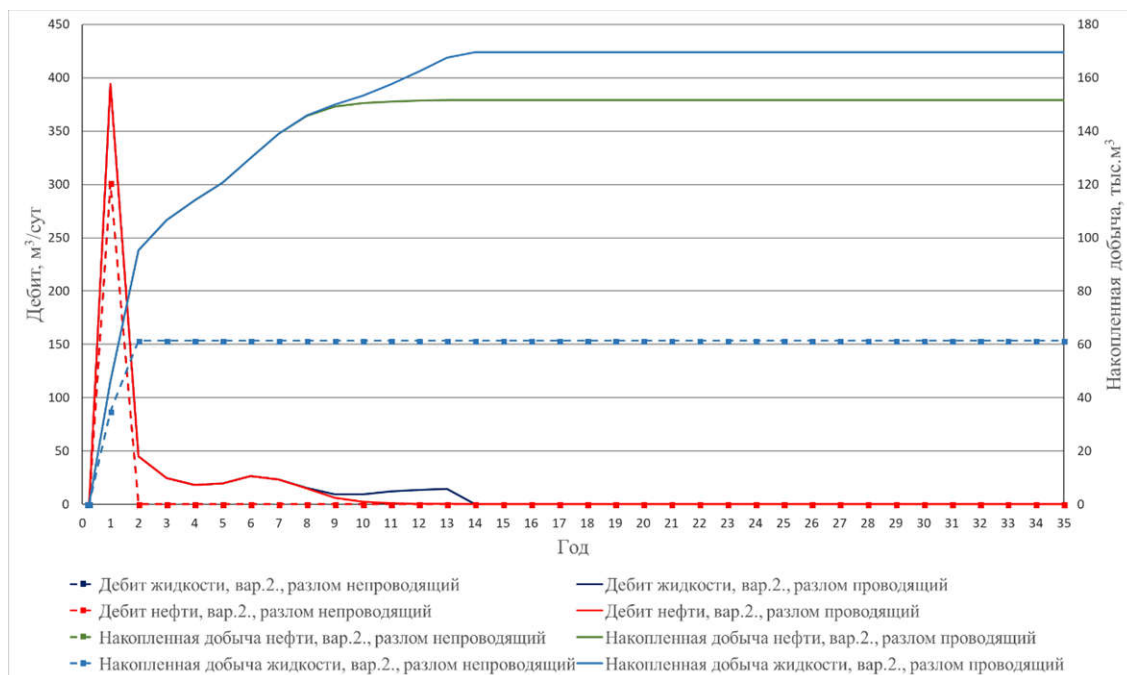


Рис. 17. Сравнительный график основных показателей разработки для скважины №7 в варианте 2 без учета и с учетом проводимости разлома

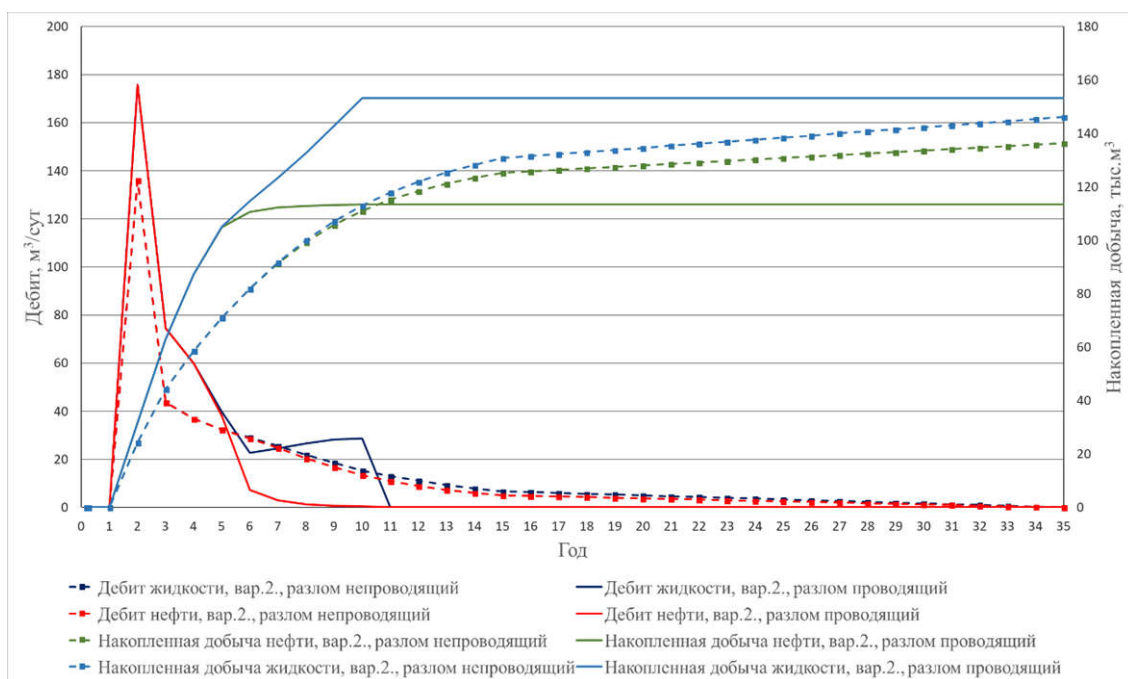


Рис. 18. Сравнительный график основных показателей разработки для скважины №17 в варианте 2 без учета и с учетом проводимости разлома

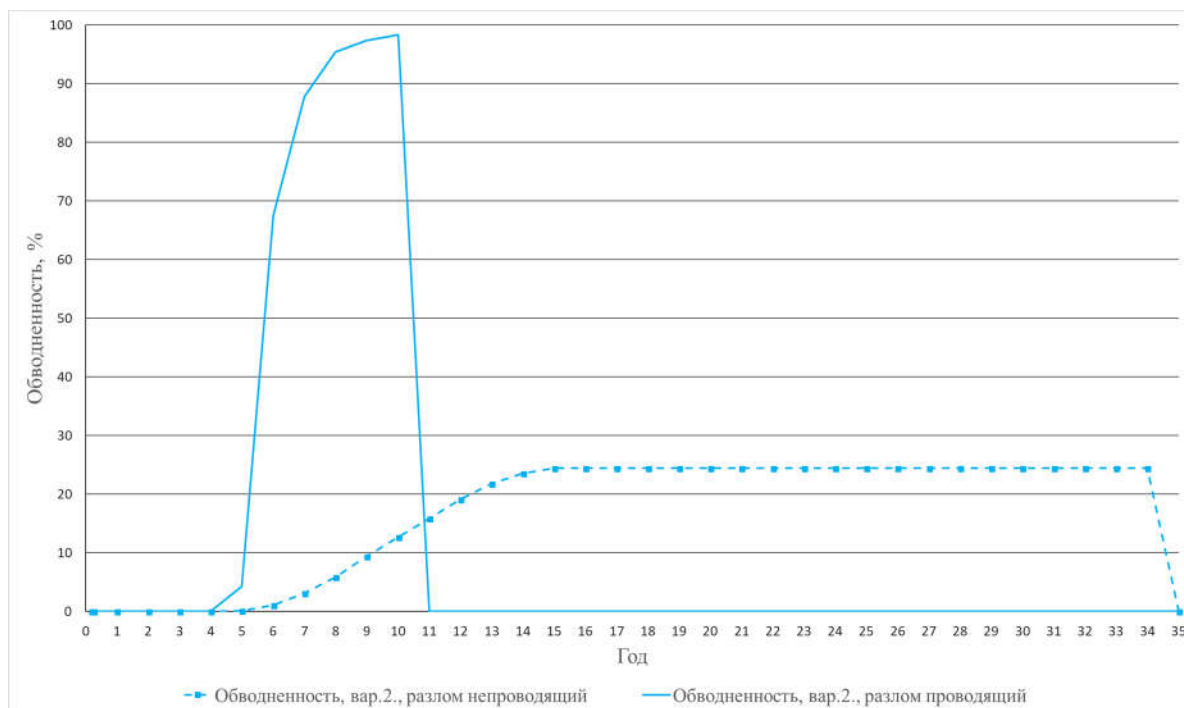


Рис. 19. Динамика обводненности для скважины №17 в варианте 2 без учета и с учетом проводимости разлома

скважины из-за достижения предельной обводненности в случае проводящего разлома в итоге привело к более низким накопленным показателям, хотя и стартовый дебит, и первый период работы скважины отличались более высокими их значениями. Анализ работы скважины №17 показал, что первично она начала обводняться фронтом воды, пришедшим от разлома, а затем также и законтурной водой (резкий рост на графике на шестой расчетный год), что объясняется более высокими отборами из региона в целом вследствие более высокого пластового давления.

Возможна и обратная ситуация, когда за счет поддержания давления в залежи поступающей через разлом водой подтягивание контура происходит медленнее, а после выбытия скважин региона оно окончательно прекращается на отдельном участке. Этот фактор должен быть учтен при планировании различных геолого-технических мероприятий, например, уплотняющего бурения в краевых зонах.

На основании проведенных расчетов можно сделать вывод о том, что обводнение скважин в зависимости от характеристик залежи, разлома и системы разработки в целом индивидуально и зависит от многих факторов, требующих внимательного изучения и анализа.

Влияние разлома на формирование техногенной газовой шапки

Аналогичные варианты были также рассчитаны при забойных давлениях ниже давления насыщения, что, соответственно, привело к образованию техногенной газовой шапки в залежи.

Характерным отличием для моделей с проводящим и непроводящим разломами для различных ФЕС стали положение и конфигурация техногенной шапки (помимо ее объема, значений газонасыщенности и др.). Так, в случае изолирующего разлома газовая шапка ожидаемо располагается в купольной части залежи (рис. 20, а и 21, а), в случае проводящего разлома – может быть «смыта» водой от центральной части в сторону контура (рис. 20, б), а для варианта с повышенными ФЕС – практически полностью отобрана работающим фондом к концу расчетного периода, что является следствием роста пластового давления в залежи и прекращения активного разгазирования (рис. 21, б).

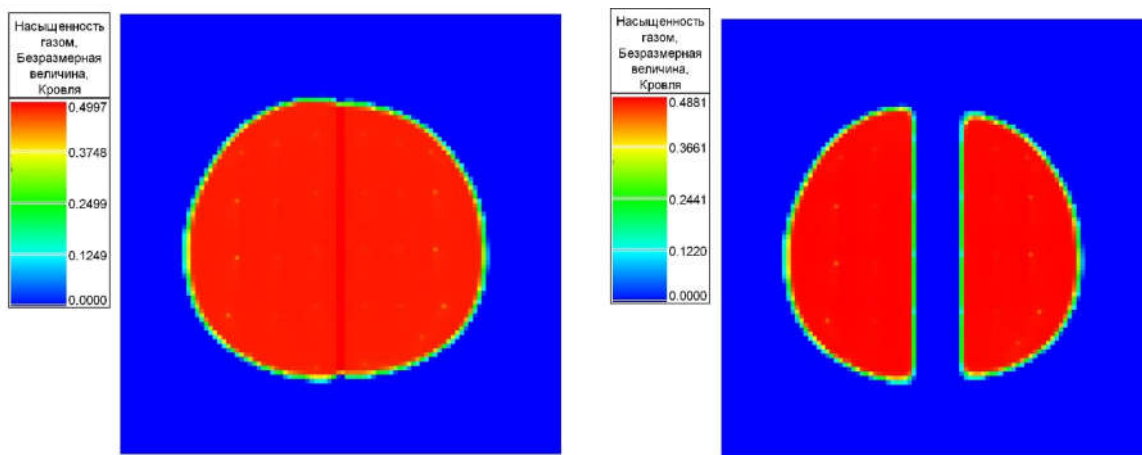


Рис. 20. Положение и конфигурация газовой шапки на конец расчетного периода для варианта 1:
а) непроводящий разлом; б) проводящий разлом

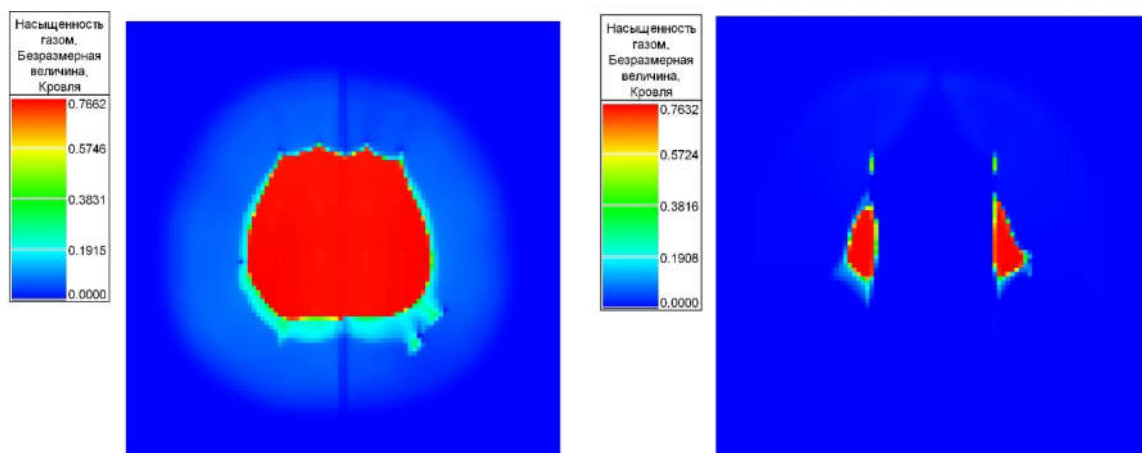


Рис. 21. Положение и конфигурация газовой шапки на конец расчетного периода для варианта 2:
а) непроводящий разлом; б) проводящий разлом

Поскольку местоположение техногенной газовой шапки в пределах залежи, как и остальные ее характеристики, однозначно должно быть учтено при планировании и проведении тех или иных геолого-технологических мероприятий, необходимо принимать во внимание возможное влияние на ее конфигурацию сообщаемости пластов по тектоническим нарушениям.

Выводы

Помимо доказанной многими исследователями тесной связи тектонических нарушений с размещением месторождений нефти и газа, немаловажное значение имеет возможная роль дизъюнктивного нарушения в качестве своеобразного проводящего канала, благодаря которому при определенных условиях флюиды с нижележащих пластов, минуя покрышку, мигрируют по трещинам в верхние пласты-коллекторы.

Проведенные серии многовариантных расчетов позволили сделать вывод о том, что основной положительный эффект в этом случае достигается за счет поддержания пластового давления водой, поступающей по разлому в разрабатываемый пласт.

При наличии хорошо проницаемой и достаточно обширной водонасыщенной зоны наибольшее влияние на разработку нефтяной залежи отмечается при интенсивных отборах запасов. Это характерно для случая, когда проницаемость коллектора в разрабатываемой залежи превышает проницаемость сообщающегося с ней водоносного пласта.

Влияние поступления воды в залежь через тектоническое нарушение на динамику обводнения продукции может быть разнонаправленным. В частности, в связи со снижением интенсивности внедрения в залежь краевой воды за счет лучшего поддержания пластового давления.

Таким образом, предварительное исследование параметров тектонического нарушения и возможного сообщения по нему пластов в разрезе необходимо как для выбора оптимального режима работы и расположения отдельных скважин, так и для корректного планирования разработки залежи в целом.

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», № AAAA-A16-116022510270-1). Авторы благодарят компанию Rock Flow Dynamics за возможность использования программного обеспечения для геолого-гидродинамического моделирования RFD tNavigator, предоставленного ИПНГ РАН на правах академической лицензии.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Афонин Д.Г.* Обоснование степени влияния разломов на эффективность работы скважин // Бурение и нефть. 2008. № 9. С. 22–25.
2. *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.
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. *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 разраб. нефт. и газовых месторождений. 2017. № 4. С. 25–32.
5. *Космачева М.С., Индрупский И.М.* Особенности разработки месторождений, осложненных тектоническими нарушениями // Экспозиция Нефть Газ. 2017. № 7. С. 52–57.
6. *Тимурзиев А.И.* Миф энергетического голода от Хабберта и пути решения глобальной энергетической проблемы на основе реализации проекта «Глубинная нефть» // Недропользование-XXI век. 2017. № 5. С. 106–121.
7. *Валяев Б.М.* Специфика и разнообразие процессов нетрадиционного нефтегазонакопления [Электронный ресурс] // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика: Электрон. науч. журн. 2014. № 2(10). 9 с. – Режим доступа: <http://www.oilgasjournal.ru> (Дата обращения 20.06.2018).
8. *Баталин О.Ю., Вафина Н.Г.* Конденсационная модель образования залежей нефти и газа. М.: Наука, 2008. 248 с.
9. *Плотникова И.Н., Салахидинова Г.Т., Носова Ф.Ф., Пронин Н.В., Миннуллин Р.М.* Геохимические критерии локализации участков восполнения нефтяных залежей // Нефт. хоз-во. 2014. № 3. С. 84–87.
10. *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.

11. *Попова К.В., Додонова Л.С., Габнасыров А.В., Соловьев С.И., Сулима А.И., Безукладников А.Н., Путилов И.С., Назаров А.Ю., Пятунина Е.В.* Анализ позитивного и негативного влияния разрывных нарушений на сохранность залежей углеводородов на юго-востоке Пермского края // Геология, геофизика и разраб. нефт. и газовых месторождений. 2017. № 4. С. 4–11.
12. *Султанишина Т.Р.* Изучение влияния блоковой тектоники на особенности залегания продуктивного горизонта БС10₂₊₃ Тевлинско-Русскинского нефтяного месторождения: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. М., 2017. 25 с.
13. *Кушнарев И.П.* Методы изучения разрывных нарушений. М.: Недра, 1977. 248 с.
14. *Муслимов Р.Х.* Новый взгляд на перспективы развития супергигантского Ромашкинского нефтяного месторождения // Геология нефти и газа. 2007. № 1. С. 3–12.
15. *Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Закиров И.С., Абасов М.Т., Фахретдинов Р.Н., Аникеев Д.П., Рощина И.В., Контарев А.А., Северов Я.А., Роцин А.А., Мамедов Э.А., Брадулина О.В., Лукманов А.Р.* Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Ч. 2. М.–Ижевск: Ин-т компьютер. исслед.; НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2009. 484 с.
16. *Лобанова А.Н.* Геолого-технологические условия повышения эффективности создания и эксплуатация подземных хранилищ газа: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. М.: ВНИИГАЗ, 2007. 24 с.