

**ВЛИЯНИЕ МЕЖПЛАСТОВОГО ПЕРЕТОКА ПО ТЕКТОНИЧЕСКОМУ  
НАРУШЕНИЮ НА РАЗРАБОТКУ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ.  
ЧАСТЬ 2: ОБЪЕМ ПЕРЕТОКА, ПРОВОДИМОСТЬ РАЗЛОМА,  
ЗОНА РАЗУПЛОТНЕНИЯ**

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

В настоящее время повышенные требования к точности и достоверности постоянно действующих 3D геологических и гидродинамических моделей обусловлены, в том числе, растущей долей трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) и их многообразием. К ним можно отнести и месторождения углеводородов, осложненных тектоническими нарушениями, которые привлекают в последние годы внимание все большего числа специалистов [1–4]. Серия исследований, начатая работой [5], направлена на изучение механизмов возможного влияния разломов и приразломных зон на разработку нефтяных залежей.

В первой части настоящего исследования (см. часть 1 «Добыча, давление, обводненность» в данном выпуске журнала) авторами было подробно описано влияние наличия или отсутствия гидродинамической связи между нефтенасыщенным и водоносным пластами, обусловленной тектоническим нарушением, на основные показатели разработки нефтяной залежи. Результаты расчетов подтвердили, что дифференциация разломов на проводящие и непроводящие является одним из важнейших аспектов при проектировании разработки многопластовых месторождений нефти и газа. При этом важна не только сообщаемость между частями залежи через разлом, но и вертикальная проводимость самого нарушения.

Процесс формирования разлома сопровождается структурно-вещественными преобразованиями среды в области его динамического влияния, с определенной латеральной и вертикальной зональностью. Наиболее существенным эффектом является возникновение зоны разуплотнения вблизи разлома, характеризующейся трещиноватостью и повышенными фильтрационными свойствами. Таким образом, на показатели эксплуатации скважин и вертикальную миграцию влияют характеристики как самого нарушения, так и зоны разуплотнения.

Методы изучения разрывных нарушений обширны, однако важно помнить, что выявление неоднородностей ограничивается рядом факторов, порой существенно влияющих на их достоверность. Вдобавок специалистам приходится сталкиваться с недостаточным объемом данных, их косвенностью и противоречивостью. Недоучет и

некорректная оценка свойств имеющегося в пределах залежи нарушения отчасти обуславливает менее эффективную ее разработку. Вследствие этого дальнейшие расчеты были направлены на оценку возможного влияния характеристик разлома и приразломной зоны на основные показатели разработки залежи. С этой целью в многовариантных расчетах авторы изменяли вертикальную проводимость разлома, направление трещиноватости и проницаемость в зоне разуплотнения.

### **Объект и исходные данные для исследования**

Для оценки влияния разлома как проводящего канала использованы описанные в части 1 трехмерная статическая (геологическая) и гидродинамическая модели гипотетической нефтяной залежи с нижележащим (на 300 м глубже) водоносным пластом (см. часть 1, рис. 1). Зона разуплотнения коллектора вблизи разлома представлена в модели участком с измененной проницаемостью шириной в одну ячейку (50 м). Связь между «приразломными» ячейками верхнего и нижнего пластов моделируется с помощью несоседних соединений (NNC). При этом проводимость несоседних соединений исходно задавалась согласно предположению, что проводимость самого разлома является бесконечной (очень высокой).

Как и в части 1, рассмотрены два варианта распределения ФЕС: в варианте 1 нефтяная залежь обладает низкими коллекторскими свойствами, а водоносный пласт – повышенными; в варианте 2 – наоборот (см. часть 1, рис. 2 и 3). Рассматривается разработка залежи горизонтальными скважинами (ГС) на естественном водонапорном режиме (см. часть 1, рис. 4).

### **Результаты моделирования**

Серия проведенных в первой части работы многовариантных расчетов позволила сделать вывод, что влияние на разработку нефтяной залежи гидродинамической связи с нижележащим водоносным горизонтом – в целом положительное. Данный эффект достигается за счет поддержания пластового давления водой, поступающей в залежь по тектоническому нарушению. Дальнейшие исследования были направлены на более детальную количественную оценку перетока, а также влияние на его интенсивность характеристик разлома и приразломной зоны.

### ***Оценка объемов перетока по разлому***

В базовой расчетной модели не задавалось каких-либо ограничений на проводимость разлома. В этом случае в районе тектонического нарушения

устанавливается гидродинамическая связь по зоне разуплотнения как по вертикали (между пластами), так и по латерали (между разделенными разломом частями залежи). Соотношение перетока через разлом по вертикали с перетоком поперек разлома (внутри залежи) для вариантов 1 и 2 показано на рис. 1 и 2. Здесь регионы 1 и 2 – части залежи слева и справа от разлома соответственно, регион 3 – нижний водоносный пласт.

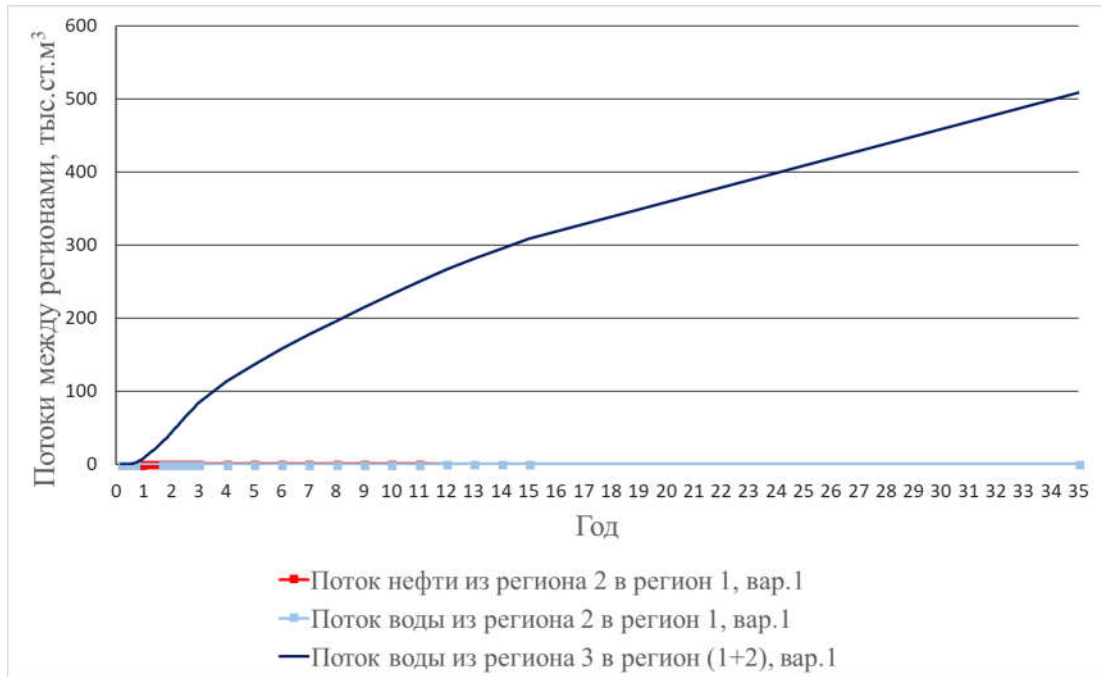


Рис. 1. Динамики накопленных перетоков через разлом, вариант 1

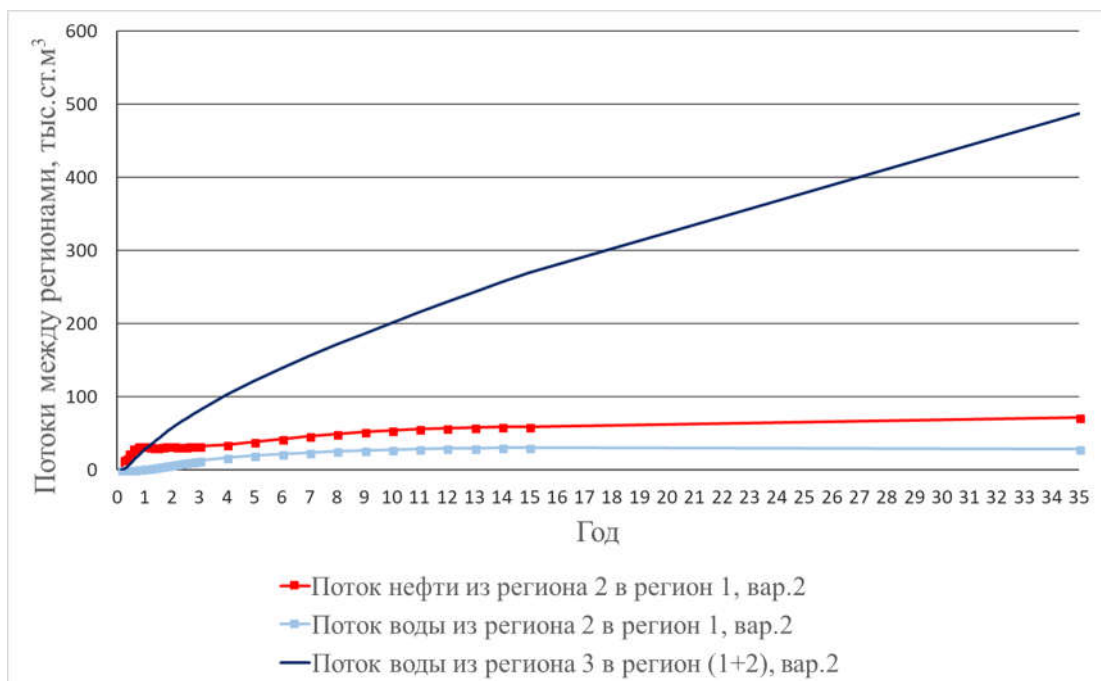


Рис. 2. Динамики накопленных перетоков через разлом, вариант 2

Как и в части 1 для более полной оценки влияния характеристик водоносного пласта рассматривались дополнительные варианты с увеличением запасов воды нижнего пласта в 100 раз. На рис. 3 и 4 приведено соотношение перетоков для вариантов 1 и 2 с учетом и без учета проводимости разлома для моделей с увеличенным водонасыщенным объемом.

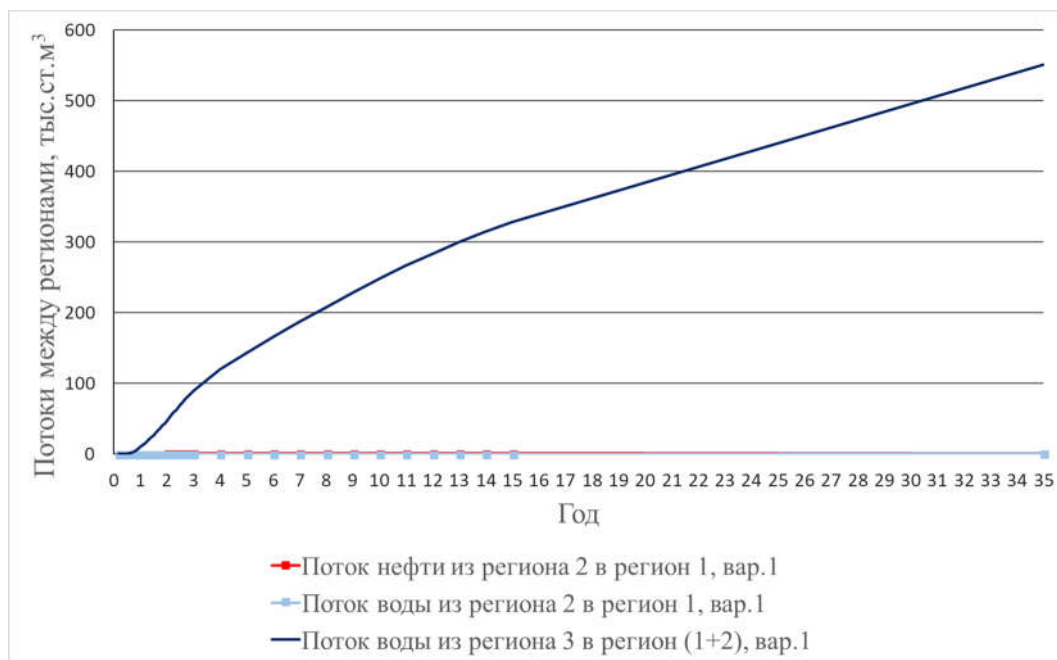


Рис. 3. Динамики накопленных перетоков через разлом, вариант 1, модель с увеличенными запасами воды

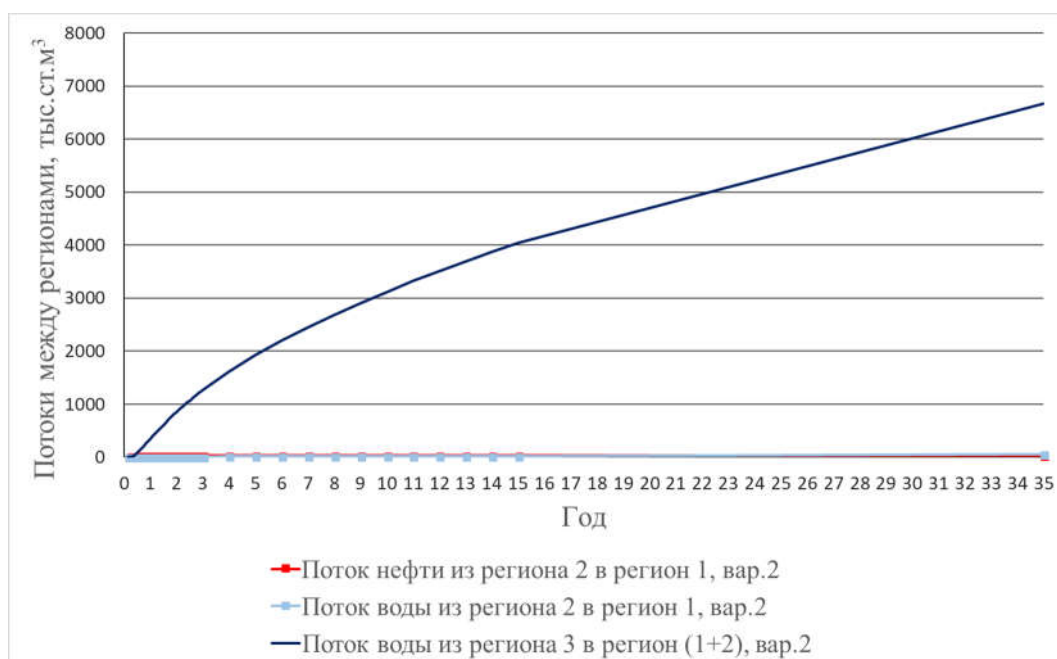


Рис. 4. Динамики накопленных перетоков через разлом, вариант 2, модель с увеличенными запасами воды

В варианте 1 приток в нефтяную залежь из нижнего водоносного пласта составил 508 тыс. м<sup>3</sup> и 550 тыс. м<sup>3</sup> при начальных запасах воды в нем  $4,6 \cdot 10^5$  тыс. м<sup>3</sup> и  $4,6 \cdot 10^7$  тыс. м<sup>3</sup> соответственно. В варианте 2 приток составил 487 тыс. м<sup>3</sup> и  $6,7 \cdot 10^3$  тыс. м<sup>3</sup> при начальных запасах воды в нижнем пласте  $2,76 \cdot 10^5$  тыс. м<sup>3</sup> и  $2,76 \cdot 10^7$  тыс. м<sup>3</sup> соответственно. В обоих вариантах для случая обширного водоносного горизонта перетоки нефти и воды через разлом в пределах залежи в сравнении с вертикальным перетоком незначительны. На рис. 5 и 6 показана динамика падения пластового давления в водоносном пласте при разных запасах воды в нем.

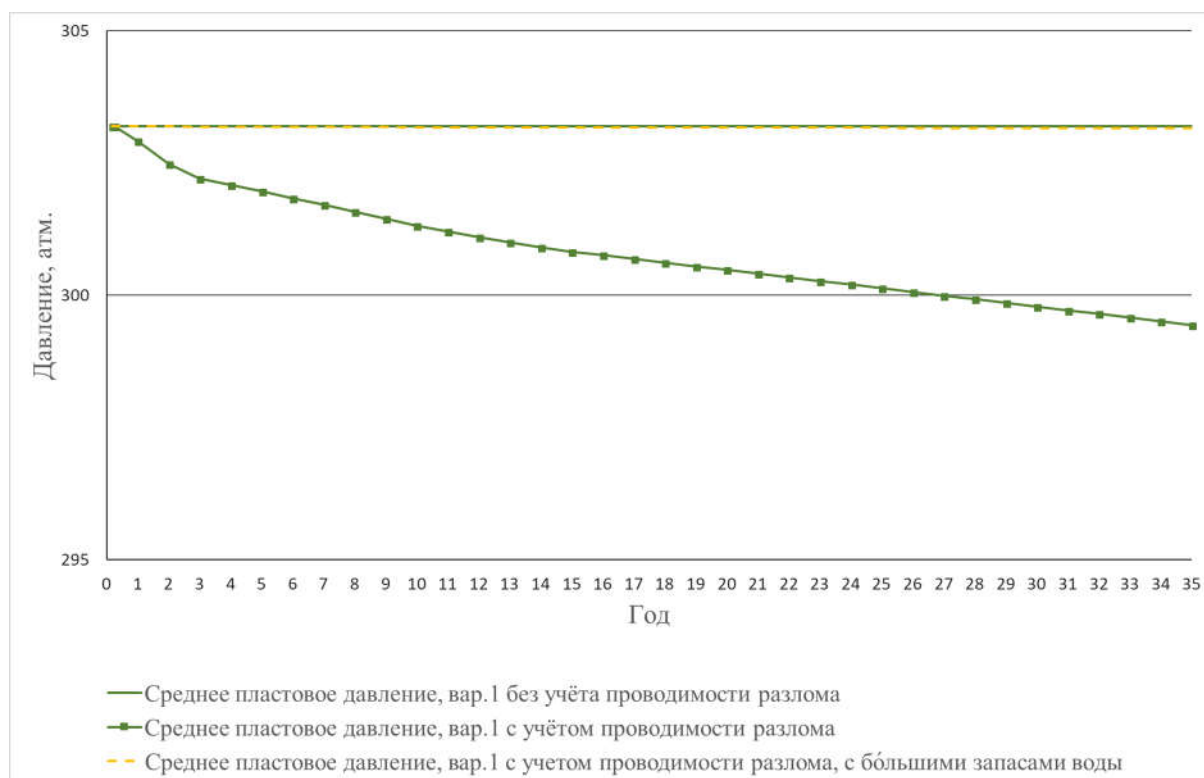


Рис. 5. Сравнительный график среднего пластового давления в нижнем пласте в варианте 1 без учета и с учетом проводимости разлома

Как видно из рис. 5 и 6, в случае небольших объемов пластовой воды снижение давления в водоносном горизонте также приводит к уменьшению разности давлений с сообщаемся пластом и перетока между ними. В то же время, при обширном водоносном горизонте переток является незначительным для объема горизонта, что не приводит к заметному снижению давления и сохраняет его практически на уровне начального.

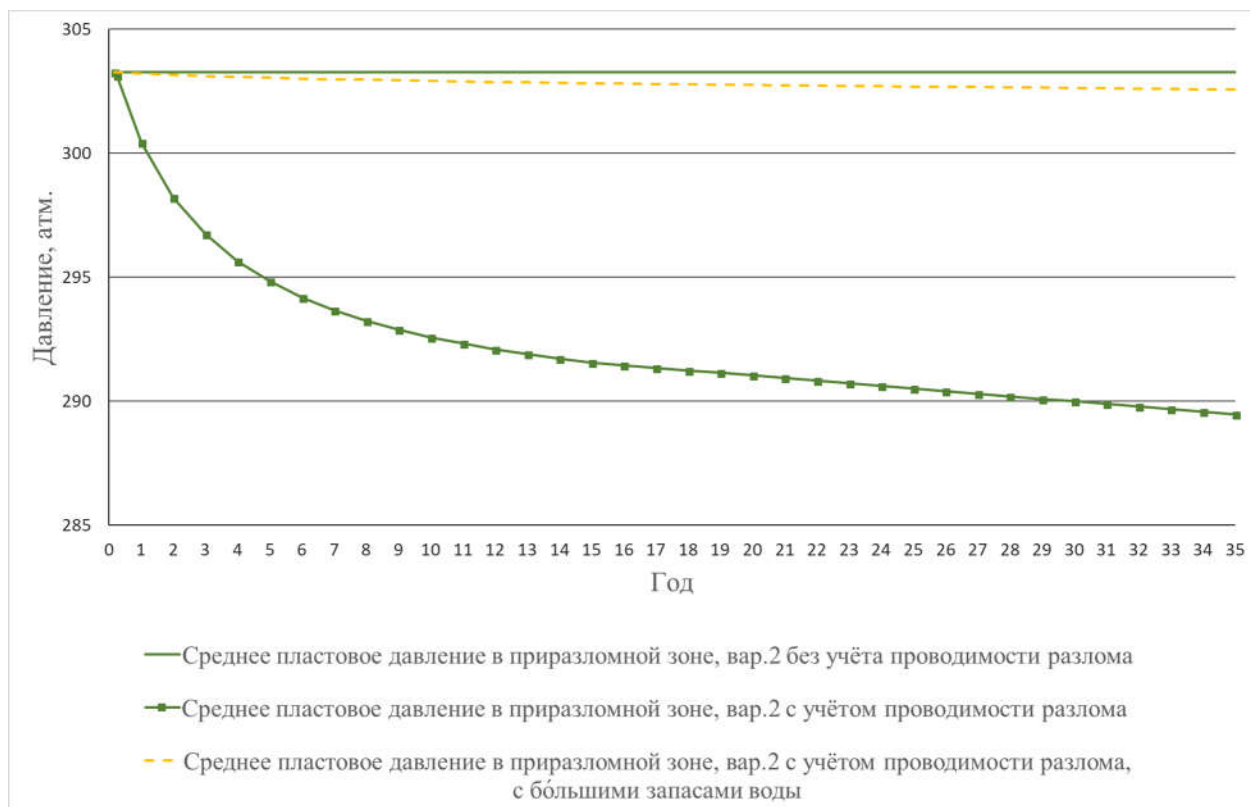


Рис. 6. Сравнительный график среднего пластового давления в нижнем пласте в варианте 2 без учета и с учетом проводимости разлома

Рис. 7 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 (зона протяженностью 450 м от разлома).

Как и в части 1, дальнейшие исследования проводились на моделях с увеличенным объемом водоносного пласта.

### ***Влияние характеристик разлома и зоны разуплотнения***

В последующих многовариантных расчетах, при прочих равных условиях, изменялись вертикальная проводимость разлома, проницаемость зоны разуплотнения, а также направление трещиноватости в зоне разуплотнения за счет задания латеральной анизотропии проницаемости.

В первой группе расчетов вертикальная проводимость разлома уменьшалась в 2 раза или в 10 раз относительно базового варианта. Таким образом учитывались фильтрационные сопротивления для потока флюида при его вертикальном движении по

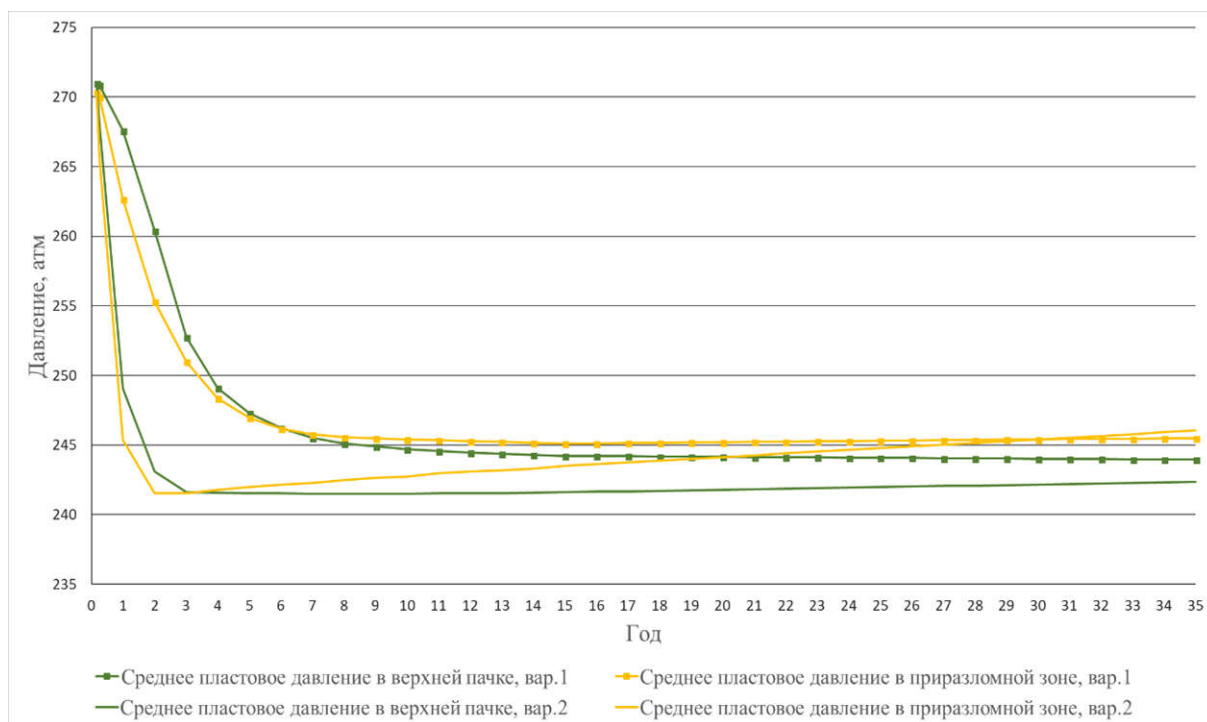


Рис. 7. Совмещенный график пластового давления для вариантов 1 и 2

разлому. Результаты расчетов показали (рис. 8–14), что текущие и накопленные показатели добычи нефти и жидкости снижаются вслед за перетоком с нижележащего пласта вследствие менее эффективного поддержания пластового давления. Причем более существенное снижение (уже при уменьшении проводимости разлома в 2 раза) отмечается для варианта 2 (см. рис. 11–13). Это связано с тем, что более интенсивный отбор флюидов из высокопроницаемой нефтяной залежи приводит к большему падению пластового давления в регионе отбора (см. рис. 14). При обратном соотношении проницаемостей нефтяного и водоносного пластов эффект от изменения проводимости разлома не столь значителен (см. рис. 8–10).

В целом данные рис. 8–14 подтверждают, что ключевой механизм влияния притока по разлому связан с поддержанием давления в залежи за счет поступления флюида. При этом мигрирующая по разлому вода не участвует существенно в обводнении добывающих скважин, а за счет повышения пластового давления, наоборот, способствует снижению темпов обводнения продукции внедряющейся в залежь краевой водой, что также более отчетливо видно для варианта 2 (см. рис. 12).

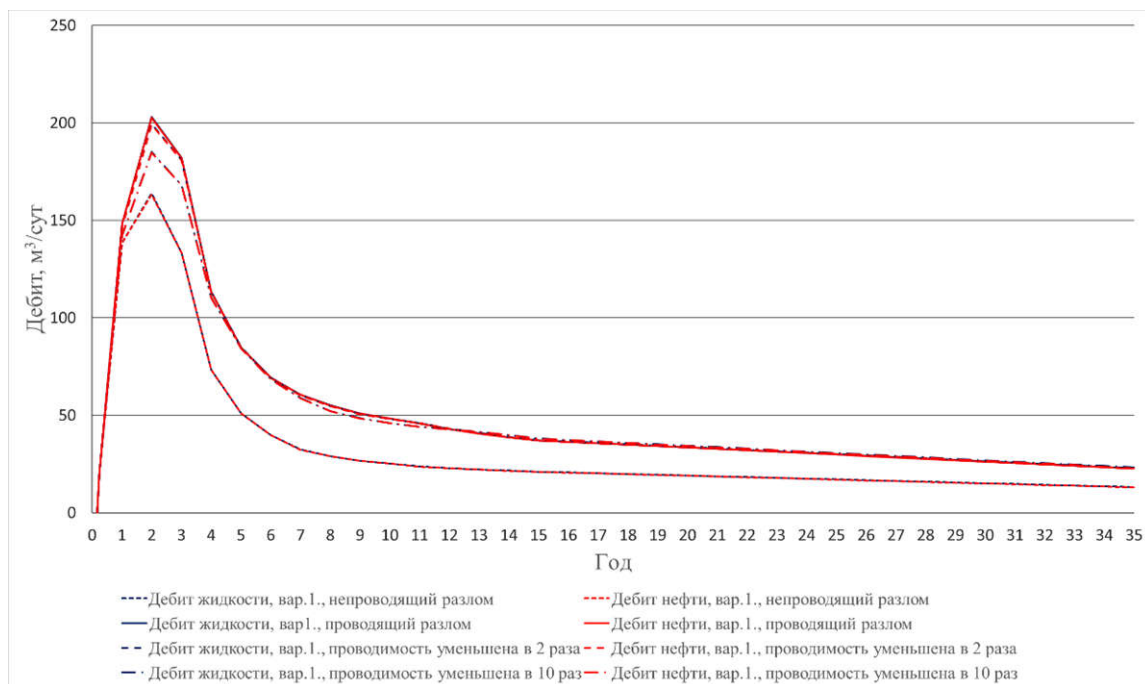


Рис. 8. Динамики текущих показателей разработки для варианта 1 для базовых параметров разлома, а также при снижении вертикальной пероодимости разлома в 2 раза и в 10 раз

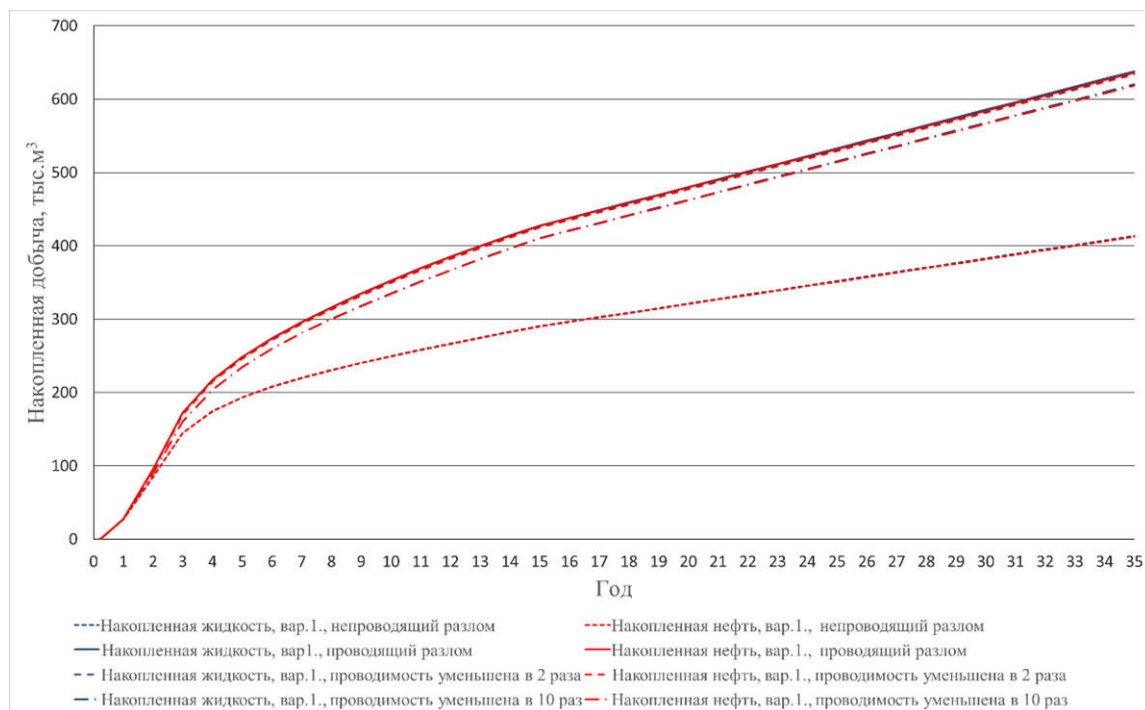


Рис. 9. Динамики накопленной добычи для варианта 1 при различной вертикальной пероодимости разлома



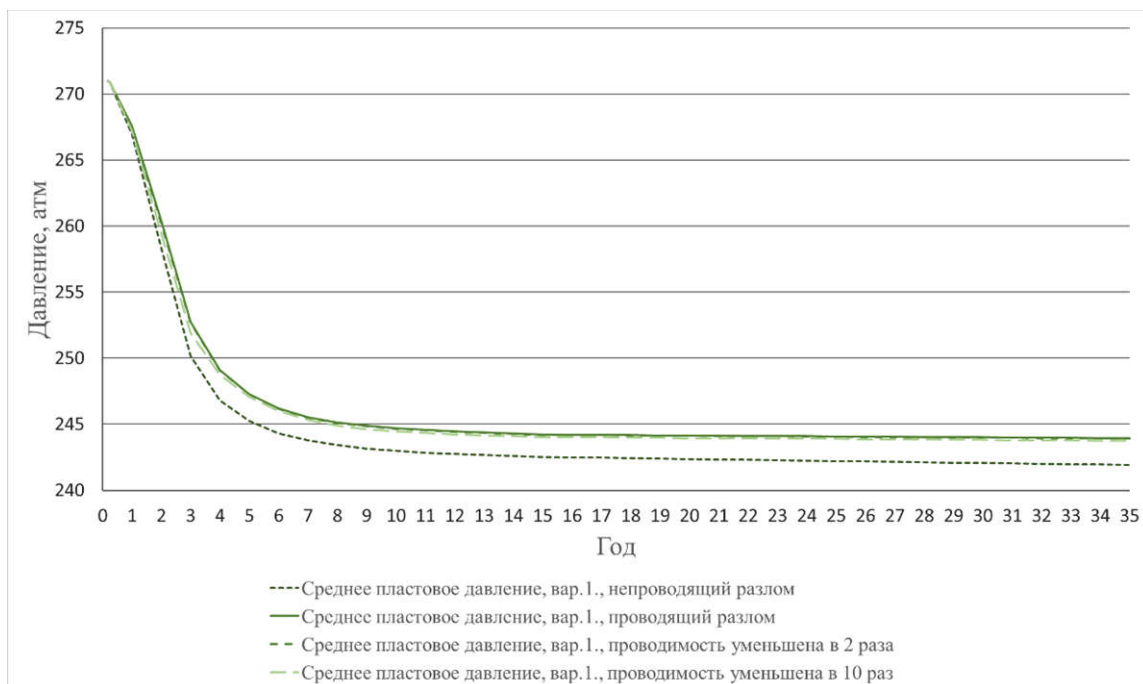


Рис. 10. Сравнительный график изменения среднего пластового давления для варианта 1 при различной проводимости разлома

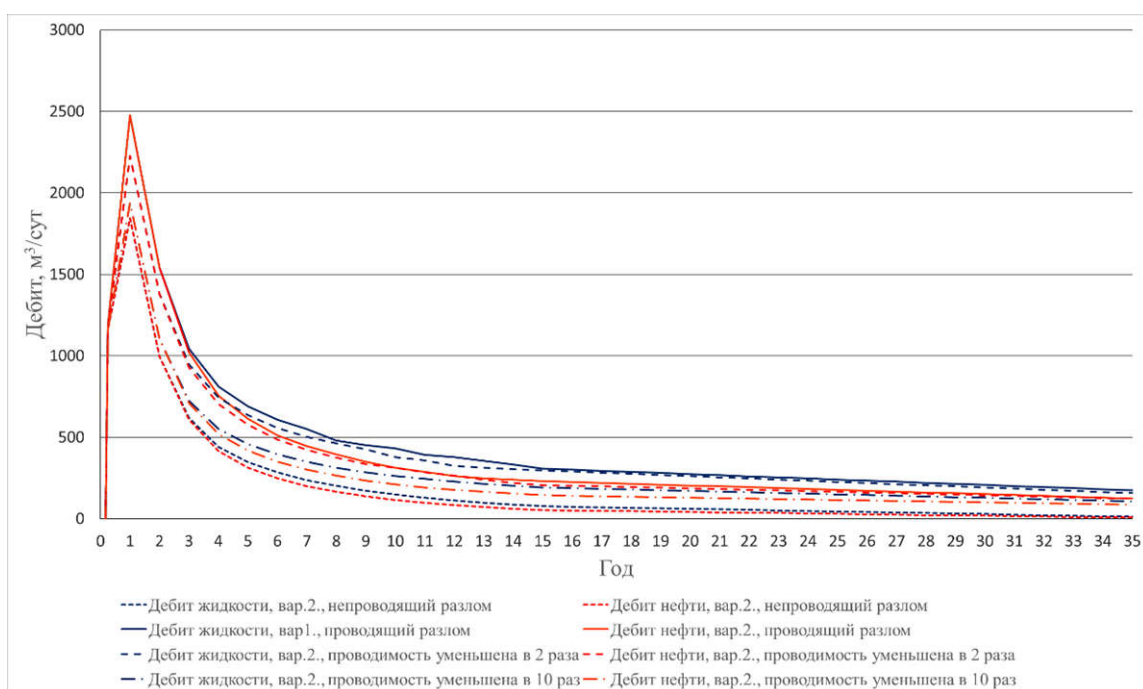


Рис. 11. Динамики текущих показателей разработки для варианта 2

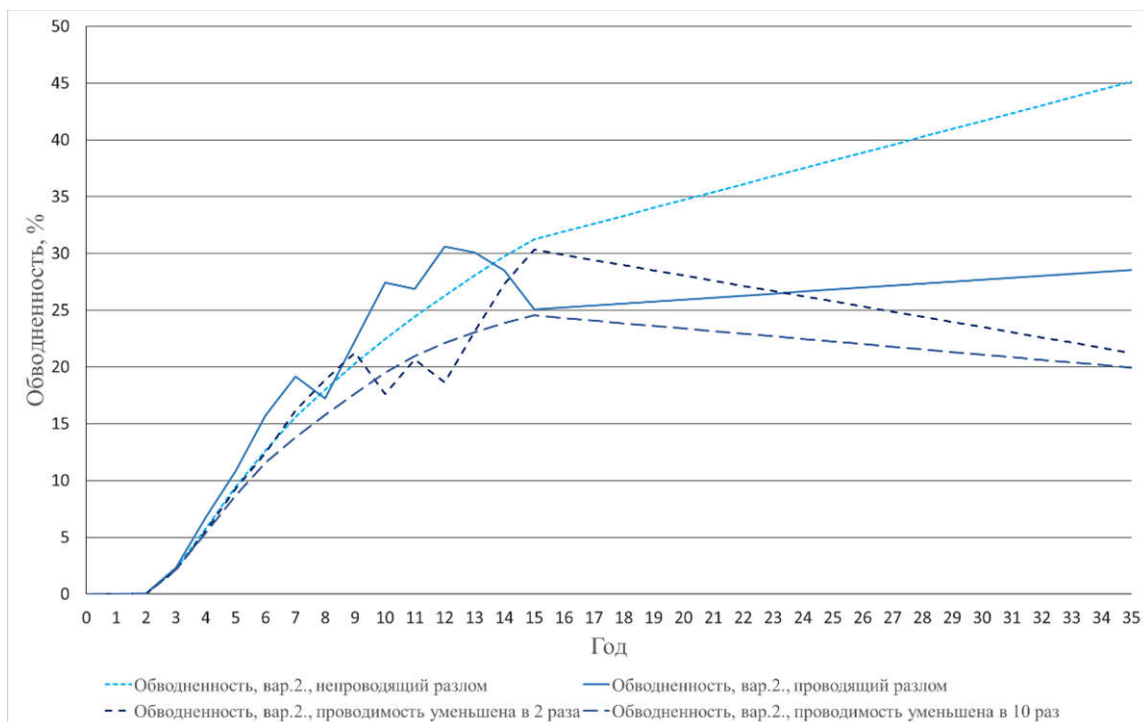


Рис. 12. Сравнительный график изменения обводненности продукции для варианта 2 при различной проводимости разлома

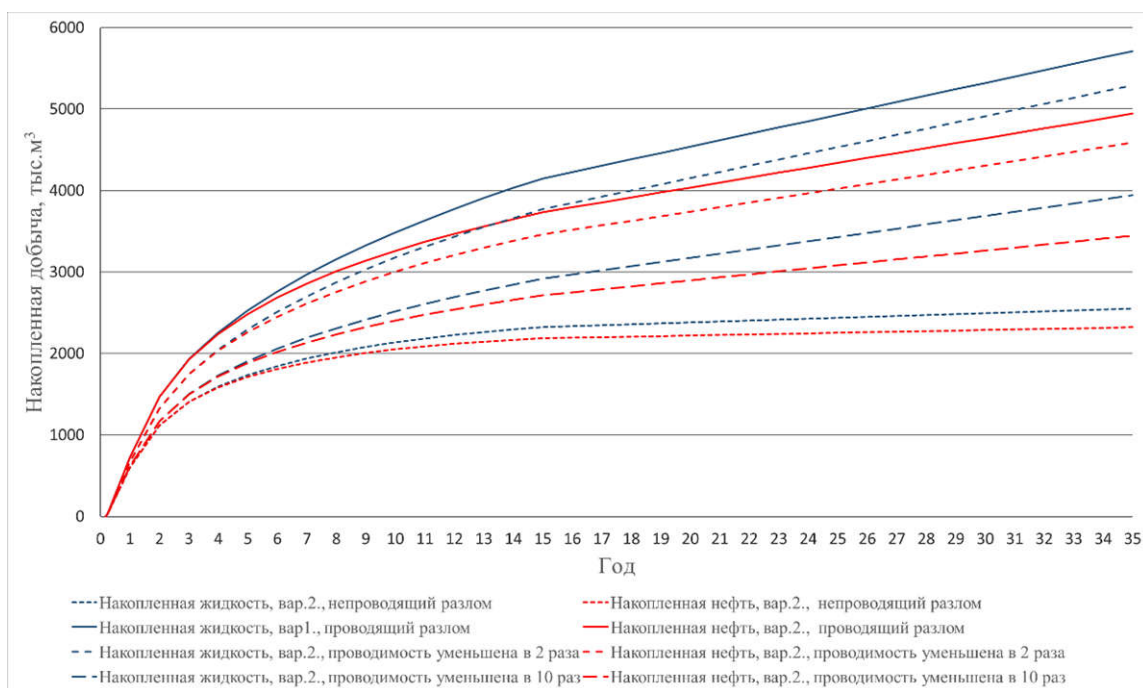


Рис. 13. Динамики накопленных показателей разработки по варианту 2

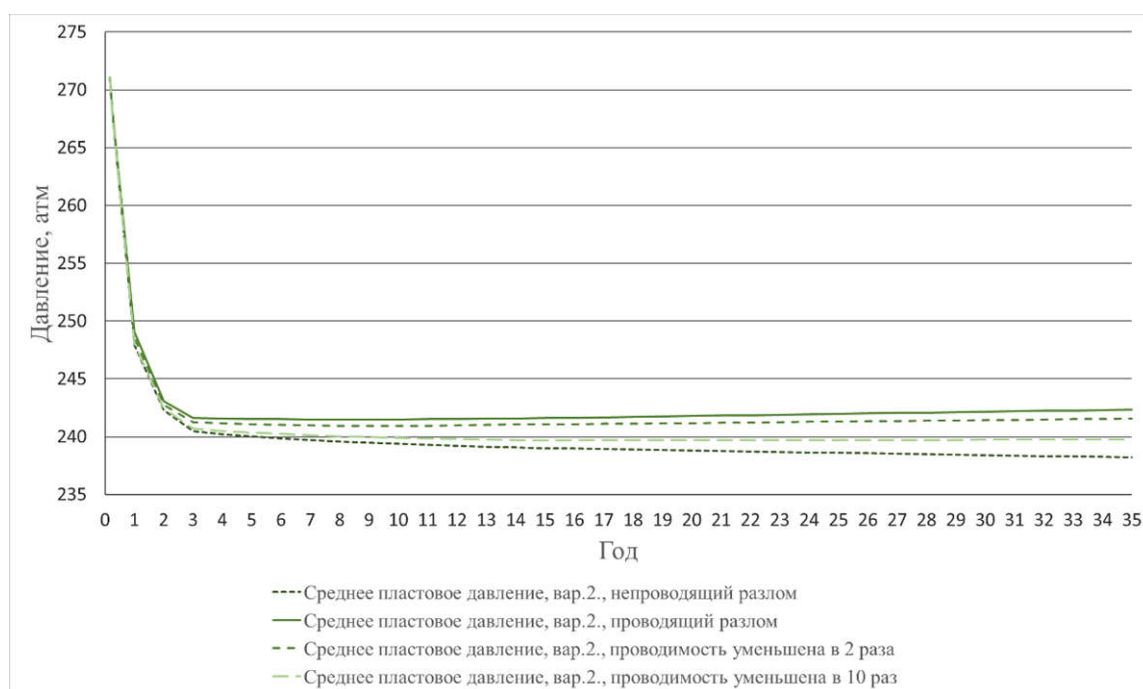


Рис. 14. Сравнение динамик пластового давления для варианта 2 при различной проводимости разлома

В базовом и других рассмотренных ранее вариантах проницаемость зоны разуплотнения (шириной 50 м по обе стороны разлома) принималась по всем направлениям вдвое выше, чем в основной части залежи. Для оценки влияния данного соотношения (множителя) были рассчитаны варианты, где данная зона не имела различий в ФЕС с основной частью залежи (множитель равен 1), а также где множитель на проницаемость в зоне разуплотнения был увеличен до 5. При этом соответственно меняется проводимость как на контакте «зона разуплотнения – основной пласт», так и на контакте «разлом – зона разуплотнения». Таким образом, пропорционально меняется и проводимость между пластами по разлому. Поэтому очевидно, что накопленные показатели добычи имеют прямую зависимость от проницаемости зоны разуплотнения. Бóльшая чувствительность вновь отмечается для варианта 2, когда высокопроницаемая нефтяная залежь характеризуется большей интенсивностью отбора запасов и, как следствие, более существенным снижением пластового давления (рис. 15–18).

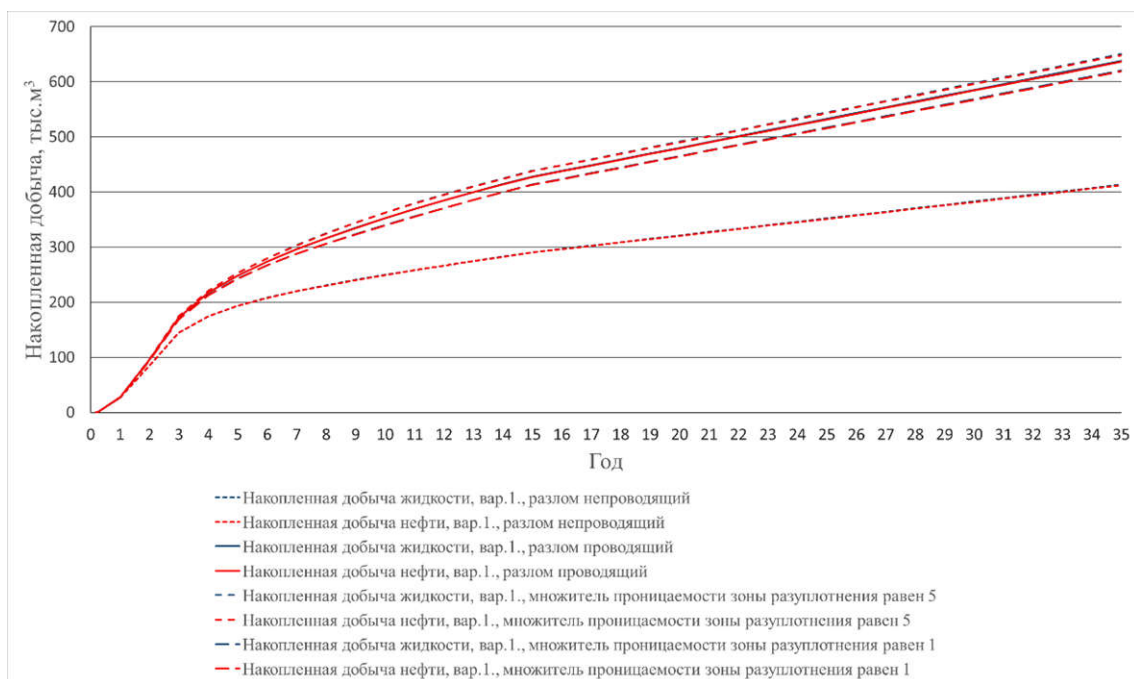


Рис. 15. Сравнительный график изменения накопленных показателей разработки для варианта 1 при разной проницаемости зоны разуплотнения

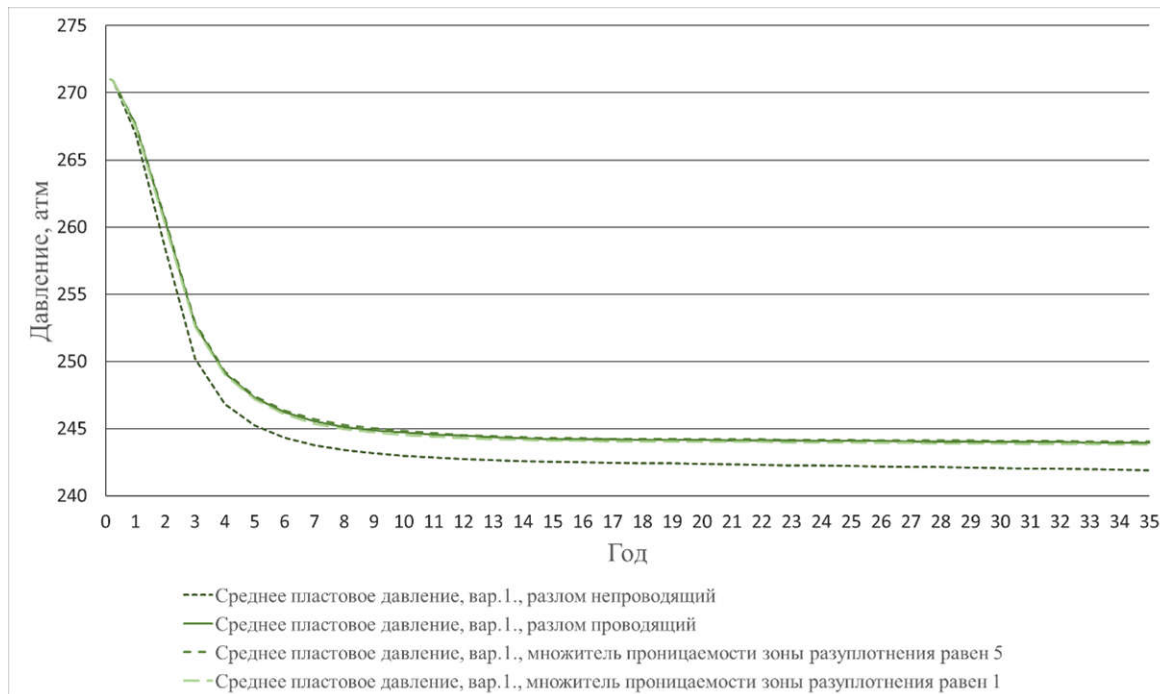


Рис. 16. Динамики пластового давления для варианта 1 при разной проницаемости зоны разуплотнения

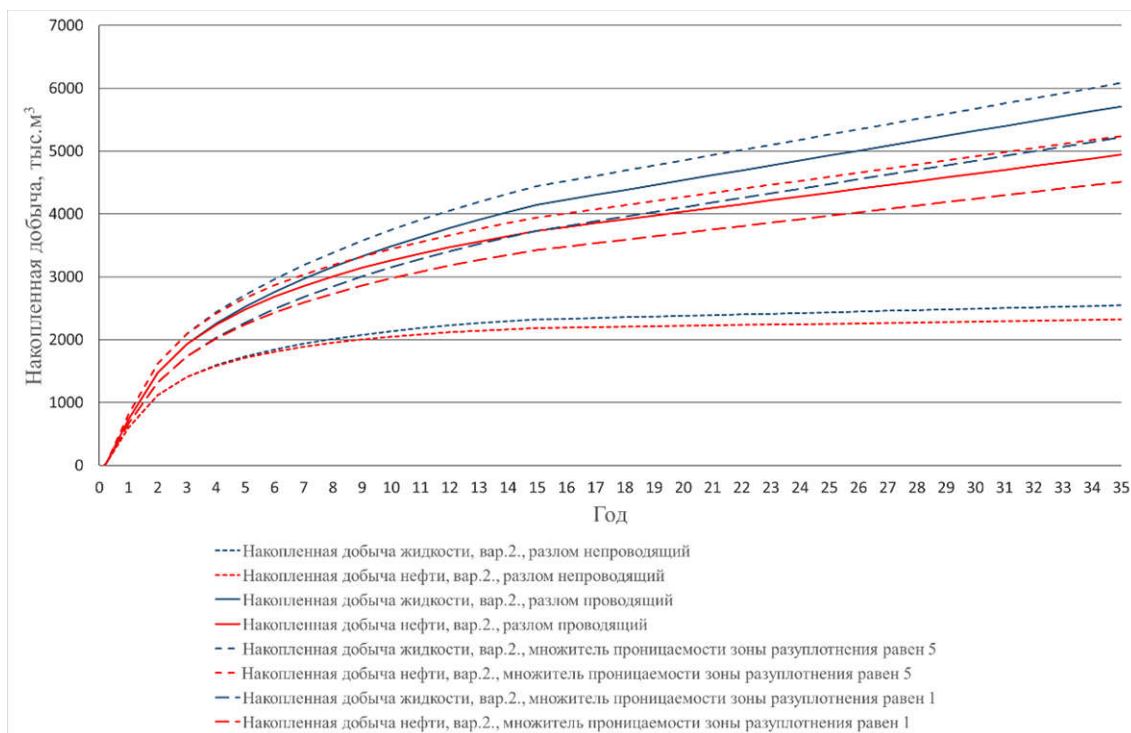


Рис. 17. Сравнительный график изменения накопленных показателей разработки для варианта 2 при разной проницаемости зоны разуплотнения

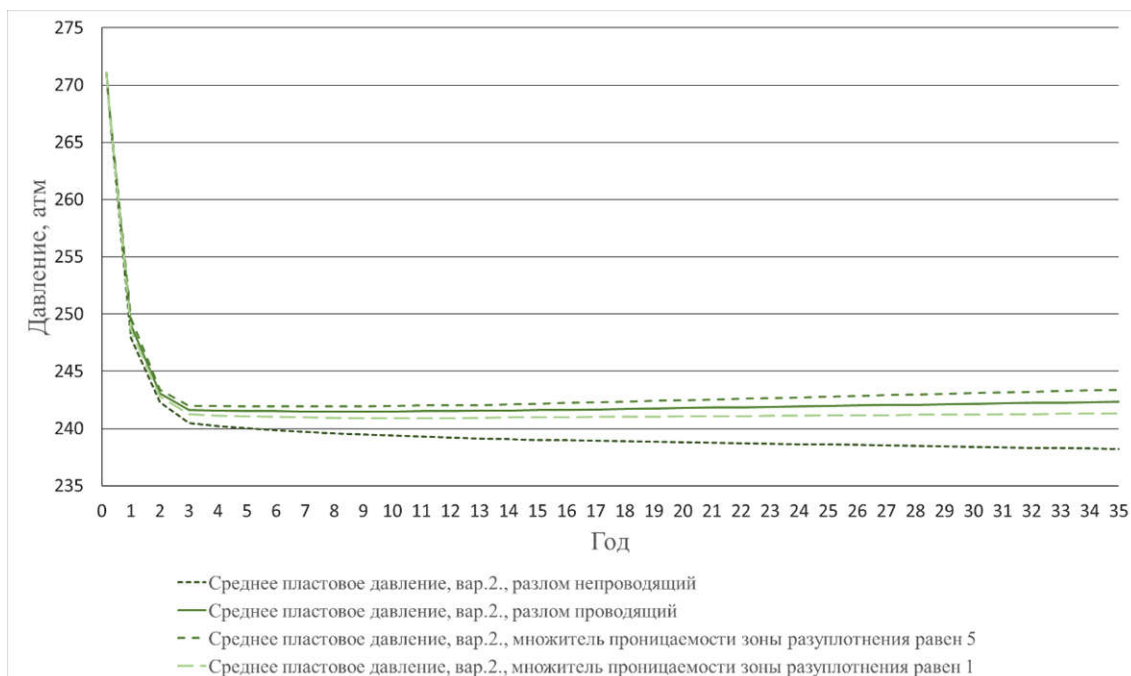


Рис. 18. Динамики пластового давления для варианта 2 при разной проницаемости зоны разуплотнения

В предыдущих расчетах предполагалось, что зона разуплотнения характеризуется разветвленной разнонаправленной трещиноватостью, поэтому проницаемость повышена во всех направлениях.

Другая возможная ситуация связана с возникновением направленной сети трещин, параллельной плоскости разлома. В серии этих расчетов варианты характеризовались умножением проницаемости приразломной зоны только в двух направлениях – по вертикали и вдоль направления разлома. В этом случае влияние проницаемости зоны разуплотнения не является значимым даже для варианта 2, что связано с отсутствием ее влияния на интенсивность перетока флюида между пластами по разлому (рис. 19 и 20).

С другой стороны, отмечается существенное изменение динамики обводненности продукции в варианте 2, что связано с преобладающим направлением фильтрационных потоков параллельно горизонтальным стволам в купольной части пласта (рис. 21).

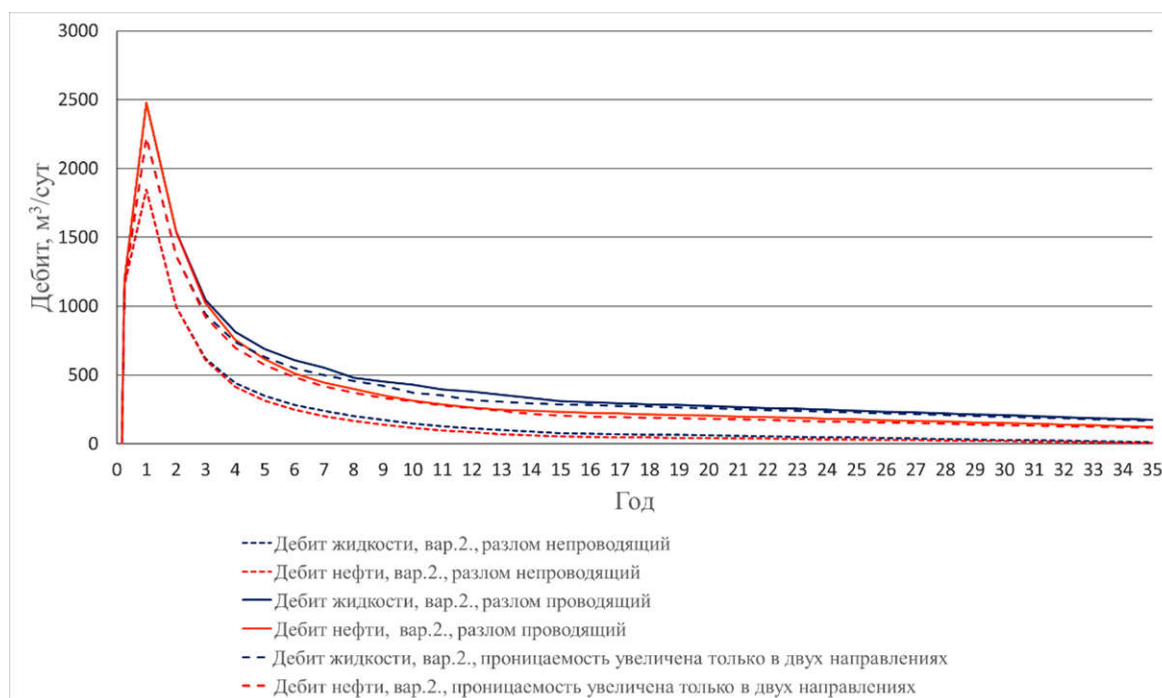


Рис. 19. Сравнительный график изменения текущих показателей разработки во времени для варианта 2 в случае направленной сети трещин в зоне разуплотнения

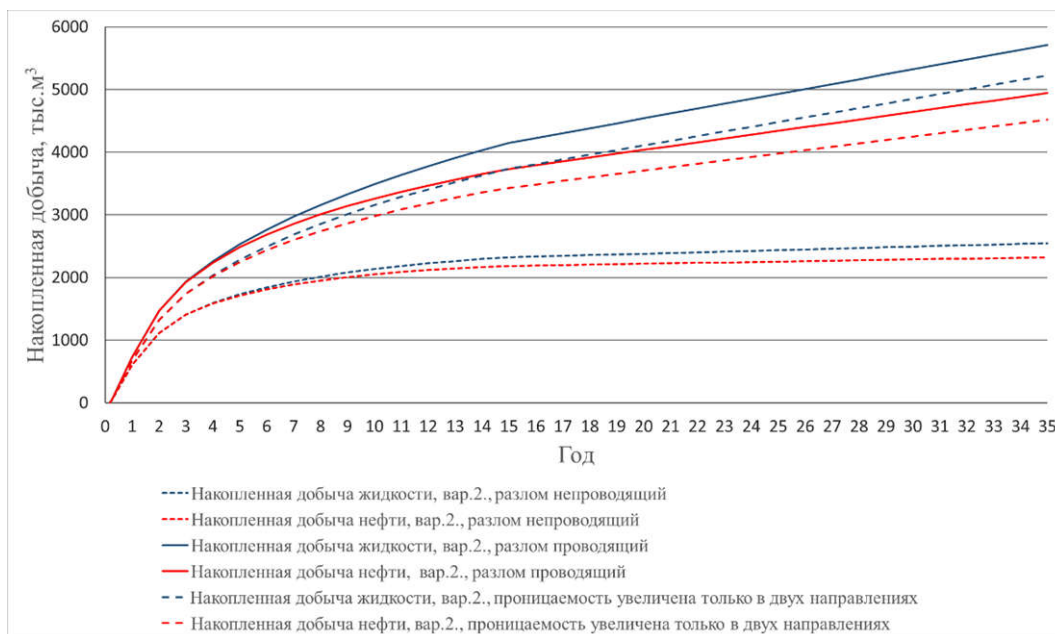


Рис. 20. Динамики накопленных показателей разработки по варианту 2 при разном множителе направленной проницаемости в зоне разуплотнения

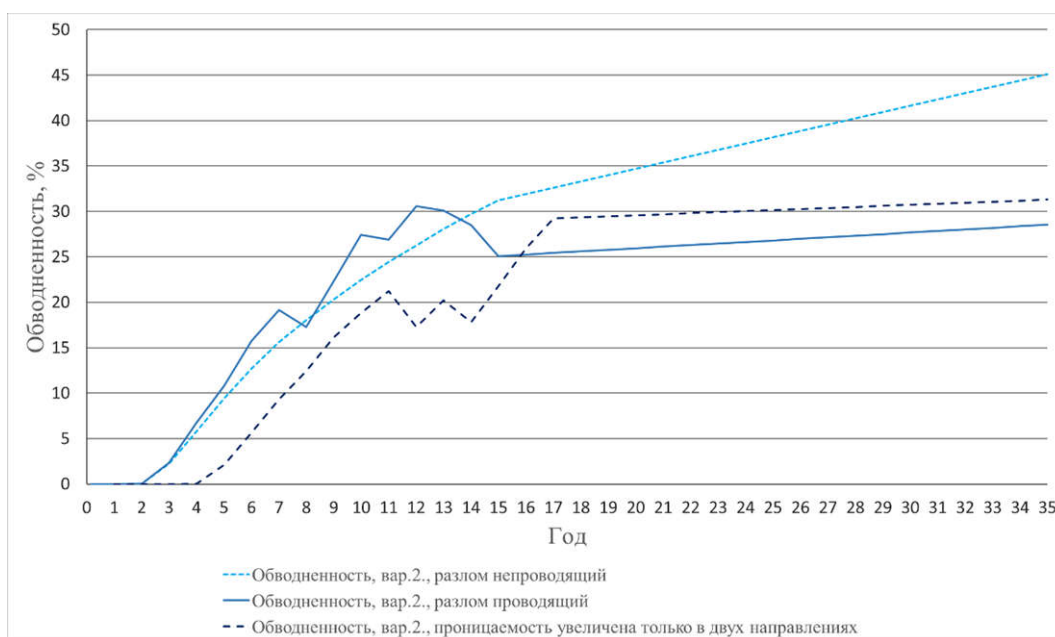


Рис. 21. Динамики обводненности для варианта 2 для направленной сети трещин в приразломной зоне

Для раздельной оценки влияния проницаемости в пределах самой зоны разуплотнения и сообщаемости пластов по разлому была рассмотрена дополнительная группа расчетов. В них изменение проницаемости зоны разуплотнения осуществлялось во всех направлениях, но без увеличения/уменьшения сообщаемости между разломом и



зоной разуплотнения. Результаты моделирования подтвердили, что наибольшее влияние на динамику показателей разработки оказывает именно проводимость разлома, в то время как параметры приразломной зоны играют второстепенную роль для интегральных показателей разработки (рис. 22 и 23). В то же время влияние на работу скважин вблизи зоны разуплотнения и на общую динамику обводненности продукции более значительно (рис. 24).

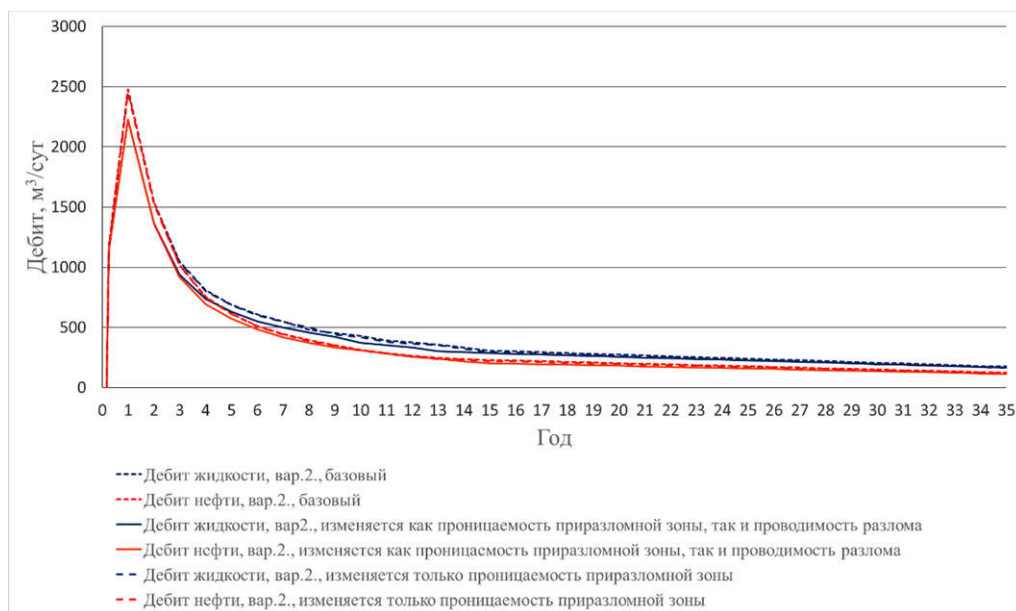


Рис. 22. Сравнительный график изменения текущих показателей разработки для варианта 2; множитель проницаемости приразломной зоны равен 1, проводимость разлома различна

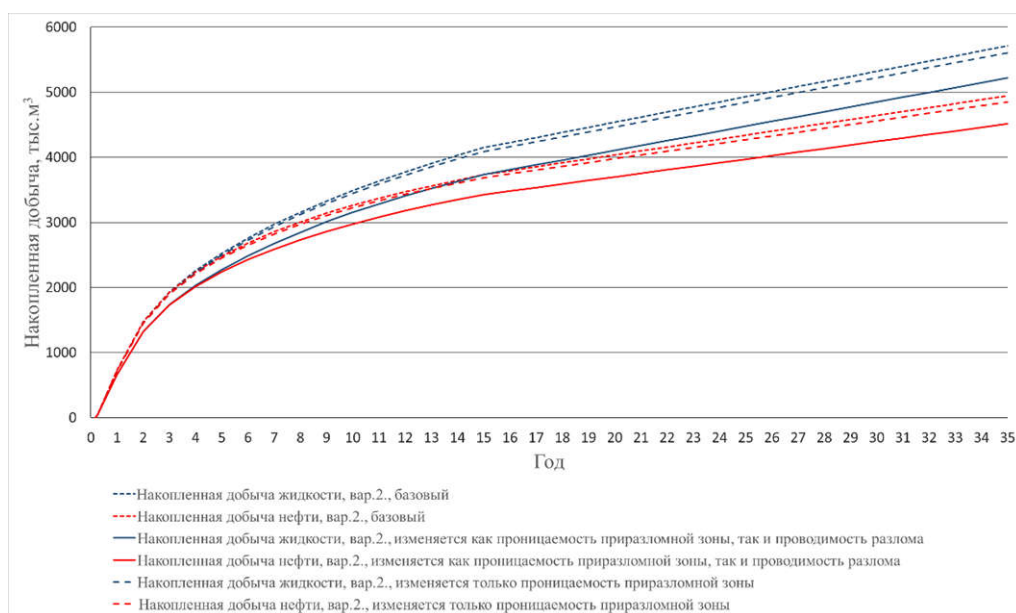


Рис. 23. Динамики накопленных показателей разработки по варианту 2; множитель проницаемости приразломной зоны равен 1, проводимость разлома различна



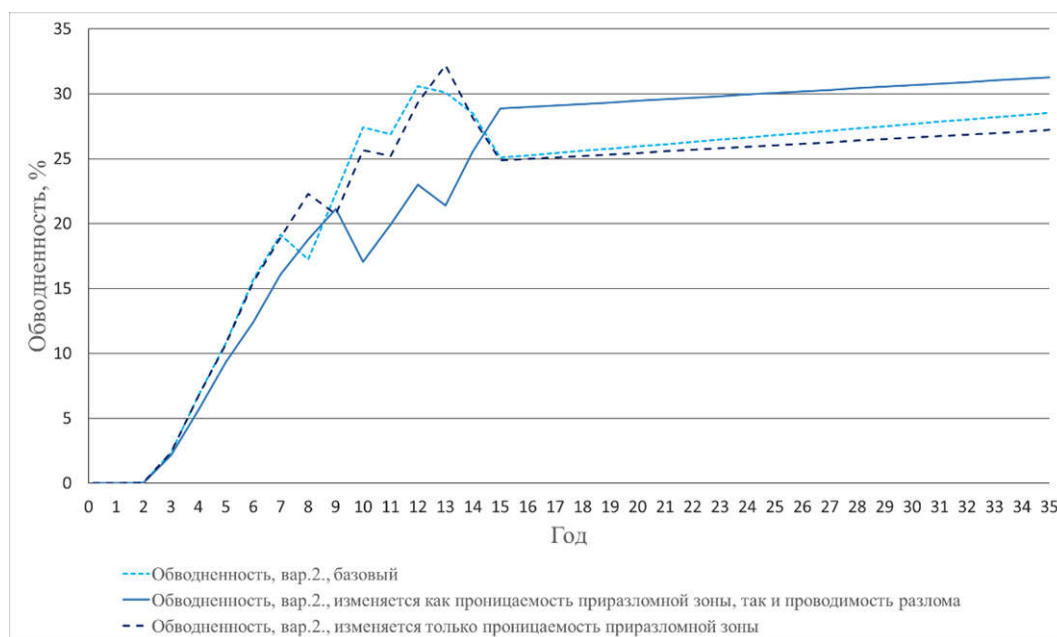


Рис. 24. Сравнительный график динамики обводненности для варианта 2; множитель проницаемости приразломной зоны равен 1, проводимость разлома различна

### Выводы

Проведенные серии многовариантных расчетов в первой и второй частях данной работы позволили сделать вывод о том, что основной положительный эффект на разработку нефтяной залежи в случае наличия гидродинамической связи между пластами по проводящему тектоническому нарушению достигается за счет поддержания пластового давления поступающими в разрабатываемую залежь флюидами (в данном случае – водой).

При моделировании залежей нефти и газа, осложненных разрывной тектоникой, оценки требуют как само тектоническое нарушение, так и зона разуплотнения пласта (развитие трещиноватых участков в приразломной области, высокопроницаемые присбросовые зоны). Анализ результатов проведенных расчетов показал, что основную роль в интенсивности перетока флюида играют вертикальная проводимость разлома и его сообщаемость с приразломной зоной. Влияние же проницаемости самой приразломной зоны и направление трещиноватости в ней сказываются преимущественно на работе близлежащих скважин и динамике обводнения их продукции, но в меньшей степени – на интегральной динамике добычи из залежи.

Известно, что достаточно часто с помощью методов сейсморазведки и других геолого-геофизических методов исследования выявляются не все особенности строения

залежей, как, например, наличие и характер тектонических нарушений. В то же время уже на стадии разработки объекта устанавливаются существенно более сложные геолого-физические условия.

Выявление вертикального перетока по разлому по фактическим показателям разработки также может быть неочевидным, поскольку он, в основном, сказывается на динамике пластового давления и по основным признакам его влияние аналогично влиянию неучтенных в модели объемов пласта – например, забалансовых запасов в неколлекторах [6]. Ввиду этого авторами еще раз подчеркивается, что недоучет вышеперечисленных факторов снижает достоверность проектных решений и анализа разработки и что даже локальные разрывные нарушения могут влиять на изменение ключевых геолого-промысловых характеристик продуктивных пластов, на оптимальное размещение и работу эксплуатационных скважин. Проектирование и разработка месторождений, сооружение и эксплуатация скважин без предварительной комплексной оценки влияния разрывных нарушений могут приводить к реализации технологически и экономически неэффективных мероприятий.

*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). 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., Индрунский И.М.* Особенности разработки месторождений, осложненных тектоническими нарушениями // Экспозиция Нефть Газ. 2017. № 7. С. 52–57.

6. *Закиров С.Н., Индрунский 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 компьют. исслед.; НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2009. 484 с.