

УДК 622.276

МОДЕЛИРОВАНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

MODELING OF A FORMATION HYDRAULIC FRACTURE

Шакурова Ал.Ф., Шакурова Ай.Ф.,
ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический
университет», филиал, г. Октябрьский, Российская Федерация

Al. F. Shakurova, Ai. F. Shakurova,
FSBEI NPE "Ufa State Petroleum Technological University",
Branch, Oktyaborsky, the Russian Federation

Аннотация. Известно, что в условиях, когда горизонтальная скважина не выполняет проектного назначения по выработке запасов нефти, недропользователями проводится комплекс мероприятий по интенсификации притока. К нему, в частности, относится и гидравлический разрыв пласта, проводимый в горизонтальной скважине по различным технологиям. Актуальность прогнозирования эффективности гидравлического разрыва пласта в горизонтальной скважине связана с практическими результатами его применения.

В статье рассматривается сопоставление разных моделей эффективности гидравлического разрыва пласта, зависящей от положения скважины в системе добывающих и нагнетательных, в результате которых получены близкие показатели по отборам, а по давлению установлены существенные отклонения. Поэтому предложено моделирование гидравлического разрыва пласта проводить на основе альтернативной модели.

В работе рассматривается обоснование выбора известного пакета "Tempest-More" для гидродинамического моделирования, с целью оценки влияния гидравлического разрыва пласта, в различных условиях его

применения, на полноту выработки запасов нефти и методы подготовки исходных данных для численного исследования (свойства нефти, газа, воды; фазовые проницаемости), а также технологические критерии для добывающих и нагнетательных скважин.

Исследуется на модели пласта численным методом влияние технологии гидравлического разрыва пласта на выработку запасов нефти залежи, с учетом работы окружающих добывающих скважин. Установлено, что эффект от гидравлического разрыва пласта в ячейке распадается и влияет на показатели окружающих, в которых отборы по нефти незначительно снижаются, а объемы добываемой воды увеличиваются, что снижает экономическую эффективность технологии по отбору воды.

Abstract. It is known that in a situation where a horizontal well is not fulfilling the project purpose to develop oil reserves, mining companies carried out a set of actions for the stimulation. To him in particular applies to hydraulic fracturing, held in the horizontal well by different technologies. The urgency of predicting the effectiveness of hydraulic fracturing in the horizontal well associated with the practical results of its application.

The article studies comparison of different models of efficiency of a formation hydraulic fracture depending upon a well location in the system of production and injection wells. The studies resulted in getting very close showings of oil removals and essentially different showings of pressure. So, it was suggested to carry out modeling of a formation hydraulic fracture on the basis of an alternative model.

The article considers substantiation of choice of a well-known software package under the name of "Tempest-More" for hydro-dynamic modeling in order to assess effect of a formation hydraulic fracturing, carried out in various conditions, on the amount of oil recovery. The article also presents methods of initial data preparation for numerical studying (properties of oil, gas, water, phase permeability) as well as technological criteria for production and injection wells.

Using a formation model, studies effect of a formation hydraulic fracturing technology on amount of oil resources recovered from a deposit by means of application of numerical method and with account of operation of nearby production wells. It is proved that effect of a formation hydraulic fracturing, after being implemented in a well, breaks and affects showings of the nearby wells, where volume of oil removals decreases insufficiently, while volumes of produced water increase, thus minimizing economic efficiency of water removal technology.

Ключевые слова: скважина, моделирование, скин-фактор, проницаемость, анизотропия, фильтрация, модель пласта.

Key words: well, modeling, skin-factor, permeability, anisotropy, filtration, a formation model.

Проведение геолого-технических мероприятий, предназначенных для интенсификации притока нефти к скважинам и снижения обводненности добываемой продукции, является одним из перспективных и быстроразвивающихся направлений технического прогресса в нефтяной промышленности. В большинстве нефтегазодобывающих регионов ухудшение структуры запасов и истощение высокопродуктивных залежей сопровождается возрастанием доли трудноизвлекаемых запасов с низкими дебитами скважин. При этом успешность геолого-технических мероприятий со временем, как правило, снижается, что представляет собою достаточно сложную проблему, решение которой не всегда является очевидным.

Одним из наиболее эффективных методов повышения производительности как нагнетательных, так и добывающих нефтяных и газовых скважин является гидравлический разрыв пласта (ГРП). Применение ГРП как элемента системы разработки, т.е. создание гидродинамической системы скважин с трещинами разрыва, дает

увеличение темпа отбора извлекаемых запасов, и, как следствие, повышение нефтеотдачи за счет подключения в разработку слабодренируемых зон и пропластков. Учитывая увеличение зон влияния скважин в результате создания трещин гидроразрыва при проектировании разработки с применением ГРП, можно планировать более редкую сетку скважин. В настоящее время около трети запасов углеводородов можно извлечь только с использованием этой технологии [1].

Гидравлический разрыв пласта представляет собой механический метод воздействия на продуктивный пласт, состоящий в том, что порода разрывается по плоскостям минимальной прочности под действием избыточного давления, создаваемого закачкой в скважину жидкости разрыва с расходом, который горная порода, вскрытая скважиной, не успевает поглощать. После разрыва под воздействием давления жидкости на горную породу трещина увеличивается, возникает ее связь с системой естественных трещин, не вскрытых скважиной, и с зонами повышенной проницаемости. Таким образом, расширяется область пласта, дренируемая скважиной. В образованные трещины жидкостями разрыва транспортируют зернистый материал (проппант), закрепляющий трещины в раскрытом состоянии после снятия избыточного давления.

Эффективность применения ГРП зависит от множества параметров, т.е. является многокритериальной задачей, детерминированное решение которой осложняется наличием большого числа случайных факторов.

Другим не менее важным вопросом остается проблема влияния гидроразрыва пласта, проводимого в единичной скважине (или в группе скважин) на эффективность выработки запасов участка залежи со сформированной системой разработки.

Рассмотрим участок залежи с расположенными на нем вертикальными нагнетательными и добывающими скважинами. Оценим влияние ГРП в добывающей скважине на выработку запасов участка залежи.

Исследование процессов выработки запасов нефти из продуктивного пласта с применением ГРП проделаем на математической модели трехфазной фильтрации [2]. В качестве инструмента исследований используем пакет гидродинамического моделирования "Tempest-More" (производитель Roxar/Smedvig). Данный пакет был выбран в качестве инструмента исследований по следующим причинам:

1. В данном пакете возможно с высокой степенью точности моделировать все описанные модели трехфазной фильтрации. Модель предполагает, что в резервуаре содержатся нефть, растворенный газ и вода.

2. Возможно использование пространственной сетки разного масштаба (укрупнение или локальное измельчение), что позволяет детализировать фильтрационную модель в наиболее проблемных районах залежи.

3. В программе гидродинамического моделирования предусмотрена визуализация входных и выходных данных, что дает возможность быстро оценивать результаты счета и вырабатывать стратегию дальнейшего совершенствования фильтрационной модели.

4. Время расчета гидродинамических задач (в зависимости от размерности сетки) - приемлемое для задач данного класса.

Рассмотрим модель элемента системы разработки гипотетической литологически экранированной залежи нефти, разрабатываемой с применением заводнения. Основная цель исследования – выяснить, как влияет ГРП в различных условиях его применения на полноту выработки запасов нефти.

Геометрические размеры модели пласта 1000x1000x10 м (рисунок 1). Пласт имеет однородный по проницаемости коллектор с коэффициентом проницаемости 100 мД и пористостью 20%. Начальная нефтенасыщенность – 0,8 д.ед.

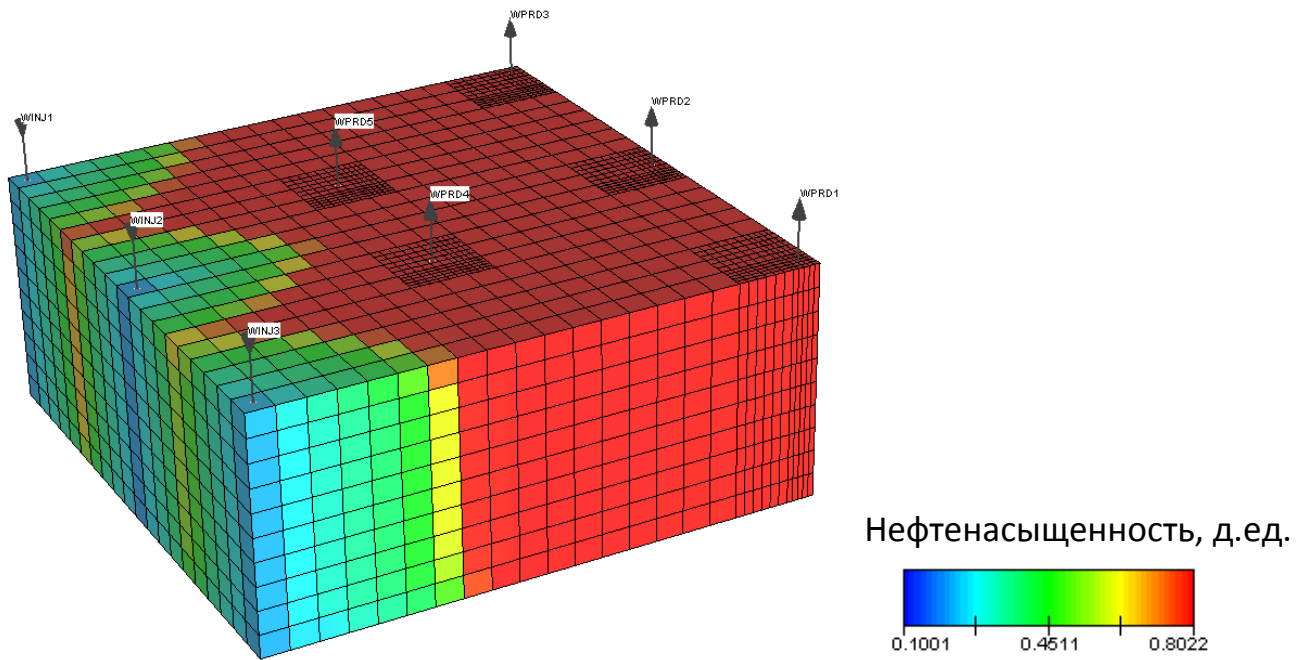
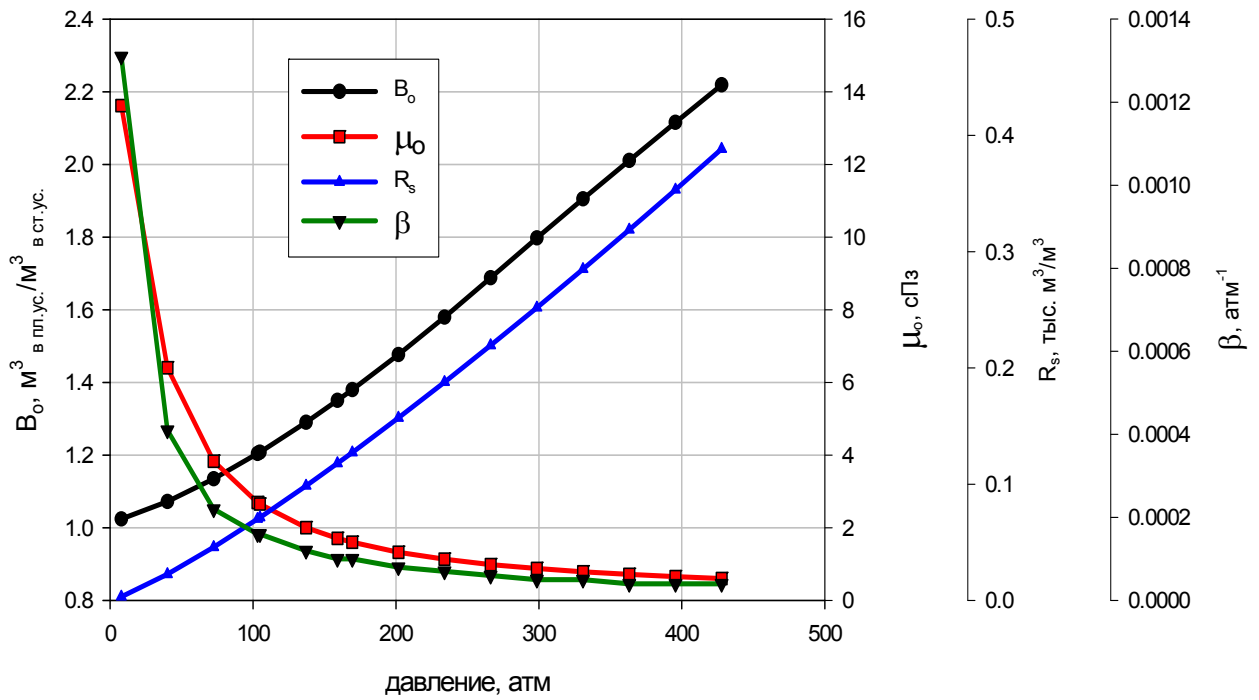


Рисунок 1. Объемное представление куба текущей нефтенасыщенности модели пласта с расположенными добывающими и нагнетательными скважинами

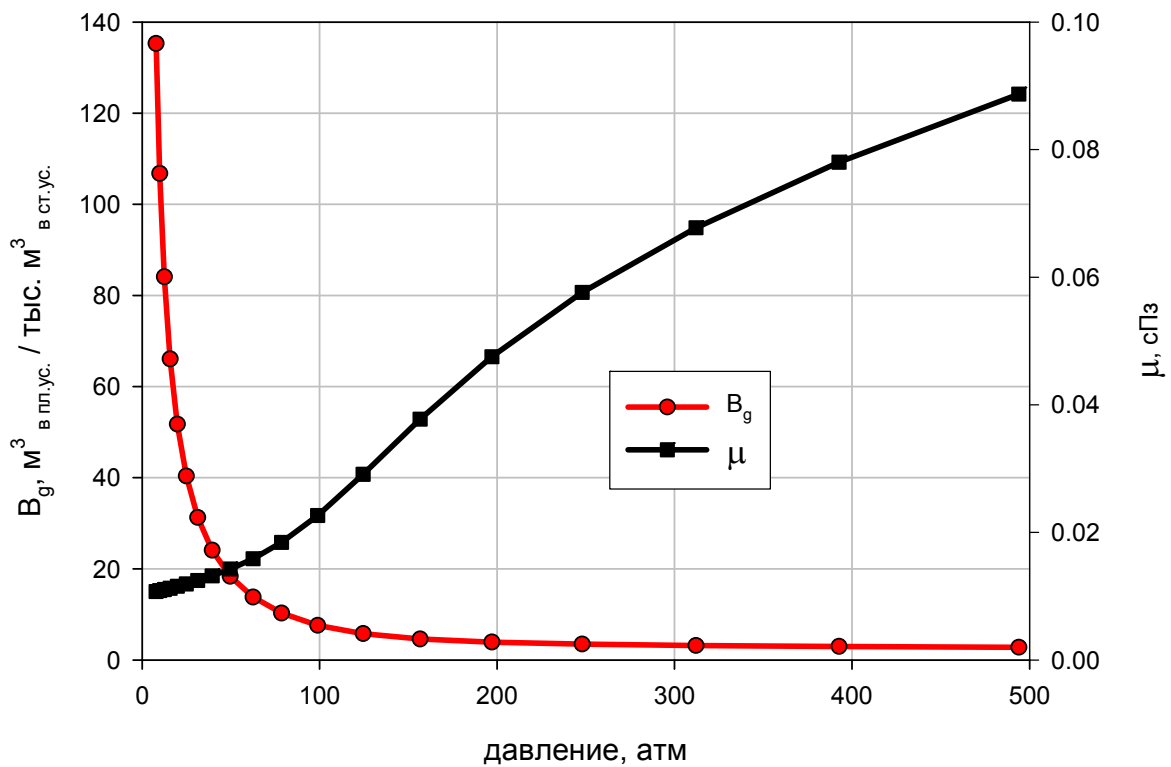
Поле проницаемости коллектора имеет анизотропию $K_x=K_y=10K_z$.

Свойства пластовых флюидов моделировались для условий залежей с начальной пластовой температурой 40 °С. Плотность и вязкость воды при начальной пластовой температуре приняты равными 1,089 г/см³ и 0,822 сПз, соответственно. Для нефти плотность в поверхностных условиях составила 0,880 г/см³.

Изменение свойств нефти и газа с ростом давления представлены на рисунке 2. Начальное пластовое давление составляет 170 атм, давление начала разгазирования нефти – 103 атм. Начальный объем геологических запасов нефти составляет 1552,7 тыс. м³.



а



б

Рисунок 2. PVT свойства нефти (а) и газа (б) модельной залежи

Относительные фазовые проницаемости представлены на рисунке 3. При описании совместного движения фаз используются относительные фазовые проницаемости согласно второй модели Стоуна. При этом

предполагается, что при определении относительной фазовой проницаемости нефти в системе нефть-вода, сумма нефтяной и газовой фаз является несмачиваемой, а при определении относительной фазовой проницаемости нефти в системе нефть-газ, смачиваемой фазой является присутствующая жидкость (нефть+вода).

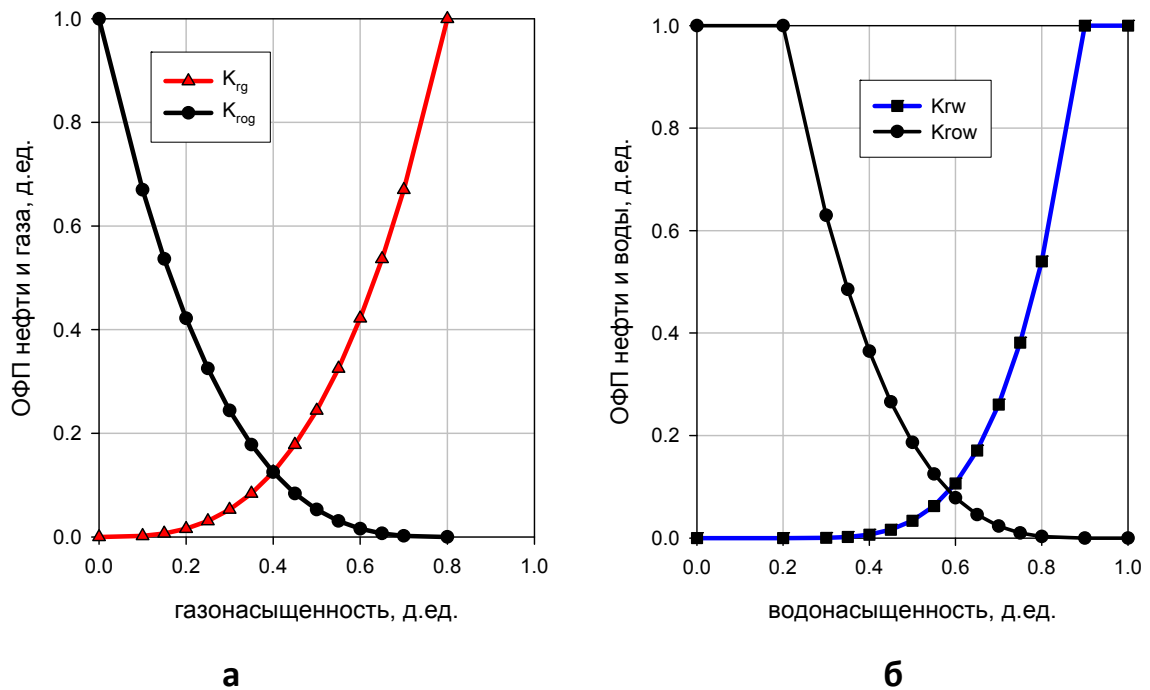


Рисунок 3. Относительные фазовые проницаемости модельного пласта для нефти, воды и газа. а) относительные фазовые проницаемости в системе «нефть – вода», б) относительные фазовые проницаемости в системе «нефть – газ»

Тогда экспериментально определяются относительные фазовые проницаемости для двухфазных систем: в системе «нефть – вода» определяются относительные фазовые проницаемости в зависимости от водонасыщенности, в системе «нефть – газ» – в зависимости от газонасыщенности.

Таким образом, описанная выше модель достаточно достоверно описывает основные особенности разработки залежи нефти:

1. Возможность образования при разработке фазы свободного газа;
2. Изменение свойств нефти и газа с изменением давления;

3. Проницаемостную неоднородность коллектора.

При моделировании предполагалось, что нагнетательные и добывающие скважины пускаются в работу одновременно. При этом на работу добывающих скважин накладывалось ограничение по забойному давлению – не ниже давления насыщения нефти газом.

Общепринято при моделировании гидроразрыва пласта описывать его как изменение скин-фактора призабойной зоны скважины. При этом установлено неписаное правило (а для некоторых компаний это является стандартом), что ГРП интерпретируется заданием скин-фактора равным -4.0 . Обзор существующих работ по данной проблеме не выявил обоснование данной величины. Можно только предположить, что разные ГРП дадут совершенно разные изменения фильтрационных свойств призабойной зоны пласта. При этом, в результате укрупнения расчетной сетки, расчетная ячейка, содержащая скважину с ГРП, имеет улучшенные фильтрационные свойства по сравнению с окружающими. Однако современный дизайн ГРП предусматривает задание направления, протяженности и раскрытия производимой трещины. В вычислительном эквиваленте это означает неодинаковое соединение ячеек расчетной сетки, анизотропию проницаемости в ячейке с ГРП.

В работе [3] предлагается моделировать ГРП с помощью локального измельчения сетки и изменения проницаемости локальных элементов сетки. Такая методика позволяет задать направление распространения трещины, локально изменить анизотропию поля проницаемости.

Для выяснения адекватности применяемых подходов в описании ГРП рассмотрим следующую задачу [4]. Предположим, что система нагнетательных и добывающих скважин описанной выше модели пласта одновременно включается в работу. В качестве базового варианта рассматривается работа скважин без ГРП. Для варианта с ГРП ($v1$), моделируемого заданием скин-фактора ($S = -4.0$), выберем скважину WPRD4. Для альтернативного моделирования ГРП в области скважины

WPRD4 (v2) произведем локальное измельчение сетки и изменим проницаемость. Положим, что длина трещины составляет 50 м. Проницаемость в пространстве трещины вдоль ее распространения – 10 мкм^2 , в перпендикулярном направлении – совпадает с проницаемостью коллектора пласта. Вертикальная анизотропия поля проницаемости в трещине отсутствует (рисунок 4).

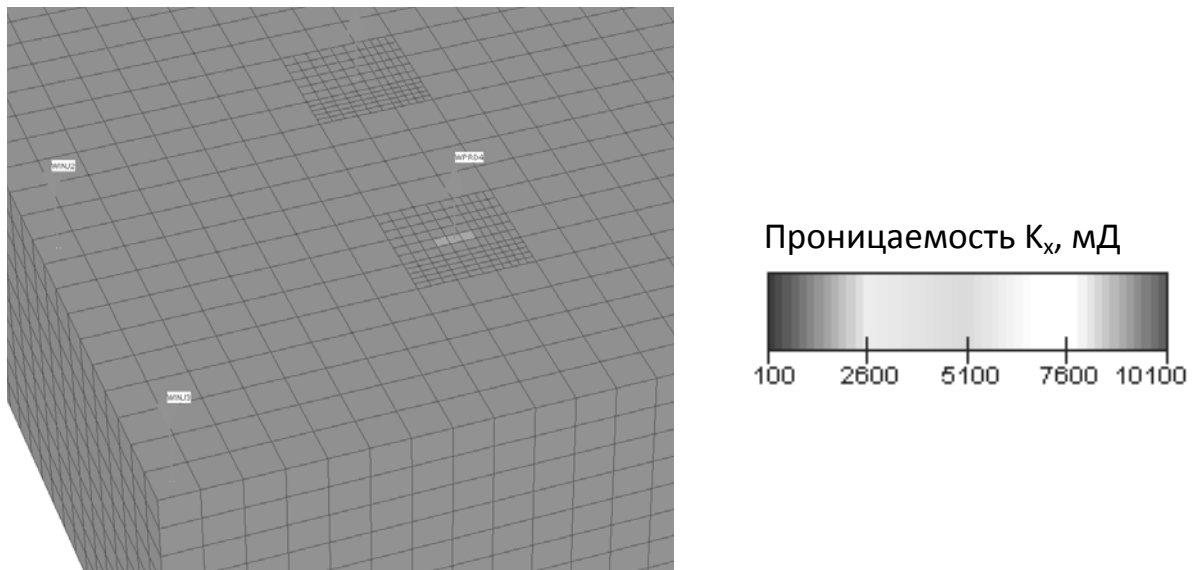


Рисунок 4. Поле проницаемости и модель трещины в локальной сетке околоскважинного пространства скважины WPRD4

Длина трещины совпадает с размером ячейки основного разбиения на вычислительные блоки (элементы). То есть, тем самым, с помощью модели трещины мы лишь соединяем скважину с соседними блоками, что позволяет сопоставить варианты моделирования трещины.

На рисунке 5 представлены результаты моделирования работы скважины WPRD4 для разных моделей ГПП.

Как видно на рисунке, результаты расчетов значительно отличаются друг от друга. На наш взгляд, моделирование трещины заданием скин-фактора скважины не имеет физического обоснования. Это связано с тем, что моделирование с помощью скин-фактора не позволяет установить локальную направленность потоков жидкости, связанную с анизотропией поля проницаемости, возникающей при ГПП.

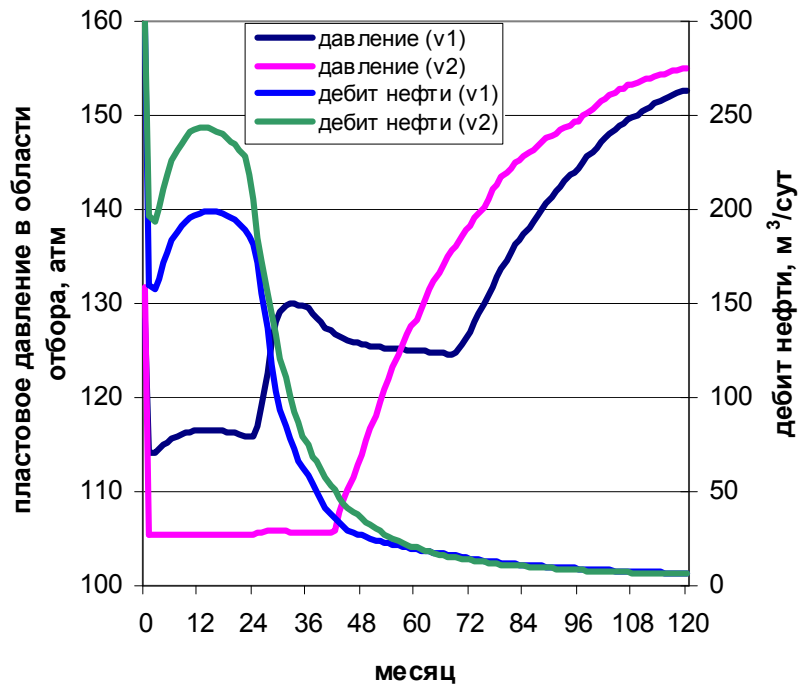


Рисунок 5. Динамика технологических показателей работы добывающей скважины WPRD4 для разных моделей ГПП

Хорошо известно, что в результате низкого фильтрационного сопротивления при движении жидкости в пространстве трещины потери давления незначительны, что приводит к установлению значений давления в трещине близких к значению забойного давления скважины. Модель ГПП v1 (скин-фактор) показывает на более высокие значения давления в области отборов, чем забойное давление. Альтернативная модель ГПП (v2) демонстрирует совпадение забойного давления и давления в области отборов. Для скважины WPRD4 моделирование ГПП с помощью скин-фактора приводит к заниженным значениям отборов нефти и жидкости.

Рассмотрим, зависят ли результаты разного представления ГПП от положения скважины в системе скважин. Для этого промоделируем ГПП описанными выше способами для скважины WPRD2. Эта скважина располагается в наименее заводняемой области пласта.

На рисунке 6 представлены результаты моделирования работы скважины WPRD2 для разных моделей ГПП. Обращает внимание то, что динамики дебитов нефти скважины при разных моделях ГПП очень близки друг другу. При этом динамики давлений в области отбора различны.

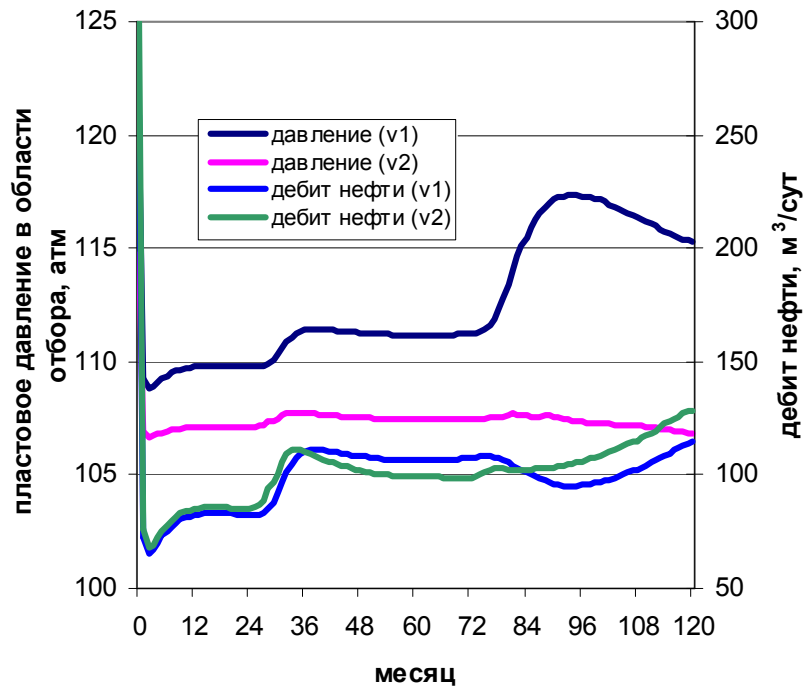


Рисунок 6. Динамика технологических показателей работы добывающей скважины WPRD2 для разных моделей ГРП

Таким образом, моделирование ГРП в слабо вырабатываемой зоне пласта двумя методами дает близкие результаты по динамике отборов и накопленным показателям. При этом разница в динамиках давления остается существенной. Следуя полученным результатам и выводам работы [3] моделирование ГРП в дальнейших исследованиях необходимо проводить на основе альтернативной модели.

Вопросы определения эффективности геолого-технических мероприятий (в том числе ГРП) всегда являются крайне актуальными. Решение данной проблемы зачастую носит субъективный характер, т.к. отражает корпоративные интересы. Технология гидравлического разрыва пласта всегда дает эффект (для данной скважины), вне зависимости от расположения скважины относительно области нагнетания. С другой стороны, технология гидравлического разрыва пласта увеличивает неравномерность по латерали потоков пластовых флюидов за счет усиления интенсивности одного из стоков. Это неизбежно скажется на работе окружающих скважин.

Эффект от ГРП на отдельной скважине должен определяться с учетом работы окружающих добывающих скважин. Определение эффекта только по скважине с ГРП приводит к кратному превышению значения объема дополнительно добытой нефти. Максимальный эффект от применения ГРП достигается при проведении гидроразрыва пласта на удаленных от линии нагнетания добывающих скважинах. Применение ГРП на добывающих скважинах, расположенных вблизи от линии нагнетания, дает кратковременный эффект. Для предотвращения снижения эффективности выработки запасов участка в целом, указанные скважины с ГРП должны выбывать из эксплуатации при достижении обводненности 90% (для условий рассмотренной задачи). Применение ГРП сопровождается значительным ростом объемов попутно добываемой воды, что снижает экономическую эффективность технологии [5].

Выводы

1. Рассмотренная модель достаточно достоверно описывает основные особенности разработки залежи нефти: возможность образования при разработке фазы свободного газа, изменение свойств нефти и газа с изменением давления, проницаемостную неоднородность коллектора.

2. Моделирование ГРП в слабо вырабатываемой зоне пласта двумя методами дает близкие результаты по динамике отборов и накопленным показателям. При этом разница в динамиках давления остается существенной.

3. Следуя полученным результатам и выводам работы [2] моделирование ГРП в дальнейших исследованиях необходимо проводить на основе альтернативной модели.

Список используемых источников

1 Константинов С.В., Гусев В.И. Техника и технология проведения гидравлического разрыва пласта за рубежом. М.: ВНИИОЭНГ. Обзорная информация. Сер. Нефтепромысловое дело. 1985. 61с.

2 Обоснование выбора математической модели для оценки и распределения эффекта от ГРП в единичной скважине на окружающие / Владимирова И.В. [и др.] // Нефтепромысловое дело. 2012. № 1. С.57-58.

3 Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. М.: Недра, 1999. 213 с.

4 О некоторых особенностях моделирования гидроразрыва пласта / Владимирова И.В.[и др.] // Нефтепромысловое дело. 2012. № 1. С.59-60.

5 Оценка влияния технологии ГРП на выработку запасов нефти участка залежи / Владимирова И.В. [и др.] // Нефтепромысловое дело. 2012. № 1. С.60-61.

References

1 Konstantinov S. V., Gusev V.I. Tehnika I tehnologiya provedeniya gidravlicheskogo razryva plasta za rubegom. M.: VNIIOENG. Obzornaya informaziya. Ser. Neftepromyslovoe delo. 1985. 61 s. [in Russian].

2 Obosnovanie vybora matematicheskoi modeli dlya ocenki i raspredeleniya effekta ot GRP v edinichnoi skvazhine na okruzhayushie /Vladimirova I.V. [i dr.] // Neftepromyslovoe delo. 2012. № 1. S.57-58. [in Russian].

3 Kanevskaya R.D. Matematicheskoe modelirovanie razrabotki mestorogdenii nefiti i gaza s primeneniem gidravlicheskogo razryva plasta. M.: Nedra, 1999. 213 s. [in Russian].

4 O nekotoryh osobennostyah modelirovaniya gidrorazryva plasta / Vladimirova I.V. [i dr.] // Neftepromyslovoe delo. 2012. № 1. S.59-60. [in Russian].

5 Ozenka vliayniay tehnologii GRP na vyrobotku zapasov nefti uhastka zalegi. Vladimirov I.V., [i dr.] // Neftepromyslovoe delo. 2012. № 1. S.60-61. [in Russian].

Сведения об авторах

About the authors

Шакурова Алсу Ф., канд. техн. наук, доцент кафедры «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВПО УГНТУ филиал, г. Октябрьский, Российская Федерация

Al. F. Shakurova, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor of the Chair "Exploration and Development of Oil and Gas Fields", FSBEI HPE "Ufa State Petroleum Technological University", Branch, Oktyaborsky, the Russian Federation

Шакурова Айгуль Ф., канд. техн. наук, доцент кафедры «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВПО УГНТУ, филиал, г. Октябрьский, Российская Федерация

Ai. F. Shakurova, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor of the Chair "Exploration and Development of Oil and Gas Fields ", FSBEI HPE "Ufa State Petroleum Technological University", Branch, Oktyaborsky, the Russian Federation

e-mail: alsu0017@mail.ru