

Применение результатов трехмерного гидро-геомеханического моделирования для определения азимутов трещин гидроразрыва пласта

Г.Н. Воробьева^{1*}, С.С. Остапчук², Р.А. Рыбаков¹, М.С. Космачева¹

1 – Группа компаний «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Россия

2 – Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

E-mail: *Vorobyeva.GN@gazpromneft-ntc.ru

Аннотация. Рассматривается вопрос определения пространственной ориентации трещины гидравлического разрыва пласта при гидродинамическом моделировании. Цель работы – расчет влияния величины пластового давления и его изменения на азимут трещины гидроразрыва пласта и возможного влияния на показатели разработки месторождения путем построения совмещенной гидро-геомеханической модели, которая в дальнейшем может быть применена для выбора оптимальной стратегии выработки запасов.

Изменение напряженного состояния пласта, вызванное увеличением или уменьшением пластового давления, рассмотрено на примере одного из месторождений, расположенных в Оренбургской области. Для выбранного сектора построена геомеханическая модель, включающая в себя кубы пластовых напряжений на дату, выбранную в качестве начальной точки расчета, механические свойства породы и разломов продуктивного пласта. Оценена зависимость значений угла от величины пластового давления и на гидродинамической модели проведены прогнозные расчеты, оценка достоверности расчета направления выполняется путем сопоставления с фактическими данными микроимиджеров.

Для выбранного сектора месторождения построена гидро-геомеханическая модель, позволяющая получить прогноз развития трещины ГРП в процессе разработки месторождения.

Ключевые слова: трещина ГРП, геомеханическое моделирование, гидродинамическое моделирование, азимут распространения трещин ГРП

Для цитирования: Воробьева Г.Н., Остапчук С.С., Рыбаков Р.А., Космачева М.С. Применение результатов трехмерного гидро-геомеханического моделирования для определения азимутов трещин гидроразрыва пласта // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 4(43). С. 58–71. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-43.art5>

Для месторождений, характеризующихся низкими фильтрационно-емкостными свойствами, одним из широко используемых в отрасли методов интенсификации добычи является операция гидравлического разрыва пласта (ГРП) [1–4]. Применимость данной технологии зависит от ряда факторов, в числе которых – направление создаваемой трещины. Одним из основных параметров ГРП является давление разрыва, которое зависит как от горного давления, так и от прочности

горных пород. Прочность горных пород даже одного объекта разработки может изменяться в значительных пределах в зависимости от типа породы, ее пористости, структуры порового пространства, минералогического состава, а также от наличия глинистых разностей. При этом в процессе разработки происходят изменения в напряженном состоянии пласта, вследствие чего возможны расхождения ожидаемого и фактического направления создаваемой трещины.

Говоря о процессе образования трещины, из механики сплошной среды известно, что в упругой среде трещина образуется в плоскости наибольшего нормального напряжения, т. е. в плоскости по направлению горного напряжения. Поэтому трещина вертикальна. Распространяется же она в направлении минимального нормального напряжения, т. е. в радиальном от скважины направлении. Раскрытость трещины происходит в направлении, перпендикулярном радиусу скважины [5].

В данной работе при создании 3D/4D гидро-геомеханической модели рассматривался продуктивный пласт Дкт, приуроченный к терригенным отложениям колганской толщи франского яруса верхнего девона, расположенного в Оренбургской области. Система разработки месторождения представляет собой рядное расположение горизонтальных скважин с многостадийным ГРП с поддержанием пластового давления. Целью работы является оценка влияния пластового давления на азимут трещины ГРП и, соответственно, на показатели разработки месторождения путем построения совмещенной гидро-геомеханической модели, которая в дальнейшем может быть применена для выбора оптимальной стратегии выработки запасов.

В целом задачи геомеханического моделирования довольно широки, с точки зрения разработки наиболее интересными являются прогнозирование необратимых деформаций пласта, выбор оптимальных режимов эксплуатации с целью предотвращения разрушения призабойной зоны и повреждений обсадной колонны, прогнозирование ухудшения фильтрационно-емкостных свойств коллектора, а также отмеченное ранее прогнозирование возможного направления образования трещин ГРП и авто-ГРП. Данной тематике посвящен ряд

работ как отечественных, так и зарубежных авторов [6–11].

Для анализа взят сектор месторождения и в программном обеспечении (ПО) VISAGE (Schlumberger) по стандартному алгоритму построена геомеханическая модель продуктивного горизонта [6]. В данном программном обеспечении для расчета механического поведения резервуара реализована конечно-элементная модель. Т. е. используется известный численный «метод конечных элементов» – метод вычислительной математики, который применяется для решения дифференциальных уравнений с частными производными и интегральных уравнений и уже нашел широкое прикладное применение не только в нефтегазовой, но и других отраслях промышленности. Реализуется упругая постановка задачи с односторонней связкой в гидродинамической модели (ГДМ), для каждого временного куба порового давления проводится расчет напряженно-деформационных состояний. Сходимость модели определяется изначально на однородных свойствах пласта, далее для определения напряженно-деформационных состояний используются реальные свойства. Граничными условиями нагружения являются заданные значения напряжений или деформаций на границах модели. Соотношение напряжения и деформации в элементах модели определяется законом Гука – основополагающим законом для линейной упругости. Таким образом, задача нагружения всей модели преобразуется в дискретизированную задачу конечных элементов с искомыми значениями смещений, деформаций и напряжений в узлах этой модели. В основе расчета используется принцип минимума общей потенциальной энергии.

Итак, модель состоит из кубов механических свойств породы и разломов, пластовых напряжений. Для определения свойств породы использовались результаты исследований на образцах керна, отобранного из продуктивного пласта: для образцов на 16 скважинах проведены акустические и механические тесты на одноосное сжатие/растяжение, псевдо-трехосное сжатие, многостадийное нагружение. Восстановлены корреляционные зависимости между динамическим и статическим упругим модулем Юнга; статический коэффициент Пуассона принят равным динамическому вследствие отсутствия хорошей зависимости. Прочность на одноосное сжатие коррелирует со статическим модулем Юнга; угол внутреннего трения получен из паспортов прочности и рассчитан по зависимости от гамма-каротажа; прочность на разрыв составляет 7% от прочности на одноосное сжатие. Далее на базе геологической модели построена сетка для геомеханического моделирования, включающая в себя поверхности разломов, обладающих определенными механическими свойствами, которые были откалиброваны на данные о скважинах, проходящих через разлом: буровые события (наличие затяжек и посадок инструмента) и результаты интерпретации пластовых микроимиджеров (изменение ориентации полученных вывалов). После задания граничных условий методом конечных элементов рассчитан тензор напряжений, который включает в себя амплитуды и направления всех элементов тензора.

Для гидродинамической модели процедура переноса и ремасштабирования геологических кубов в сетку геомеханической модели была выполнена в ПО Petrel (Schlumberger).

На рис. 1 показаны результаты геомеханического моделирования: визуализация

куба азимутов максимального горизонтального напряжения в плане и сопоставление профилей напряжений из 3D и 1D геомеханических моделей опорных скважин. Добиться полного совпадения невозможно из-за разных масштабов, но сходимости по магнитудам и тренду кривых хорошая. По площади сектора наблюдается изменение угла, увеличивающееся в районе разломов, в пределах 10 градусов.

Далее в гидродинамическом симуляторе TNavigator (RFD) проведена адаптация интегральных показателей и энергетического состояния пласта. Основным инструментом в адаптации гидродинамической модели была использована настройка куба проницаемости на данные проницаемости по методам гидродинамических исследований скважин (ГДИС). По результатам ГДИС построена карта проницаемости, которая легла в основу проницаемости пласта Дкт месторождения. Переход от карты проницаемости к кубу получен отношением карт $K_{пр\ керна}/K_{пр\ ГДИС}$ и $K_{пр}$ от $K_{пор}$. Степень уверенности повышалась тем фактом, что 99% скважин пласта охвачены гидродинамическими исследованиями при малом проценте воды. Процесс перехода к итоговому кубу проницаемости представлен на рис. 2. Адаптация ГДМ удовлетворяет требованиям экспертизы (регламентных документов), временной шаг истории – месяц.

Гидро-геомеханическое моделирование реализовывалось следующим образом: на рассматриваемую дату из гидродинамической модели выгружается куб пластового давления, при этом в интервалах отсутствия коллектора сохраняется значение начального гидростатического давления; пересчитывается тензор напряжений, магнитуды и направление главных напряжений [7].

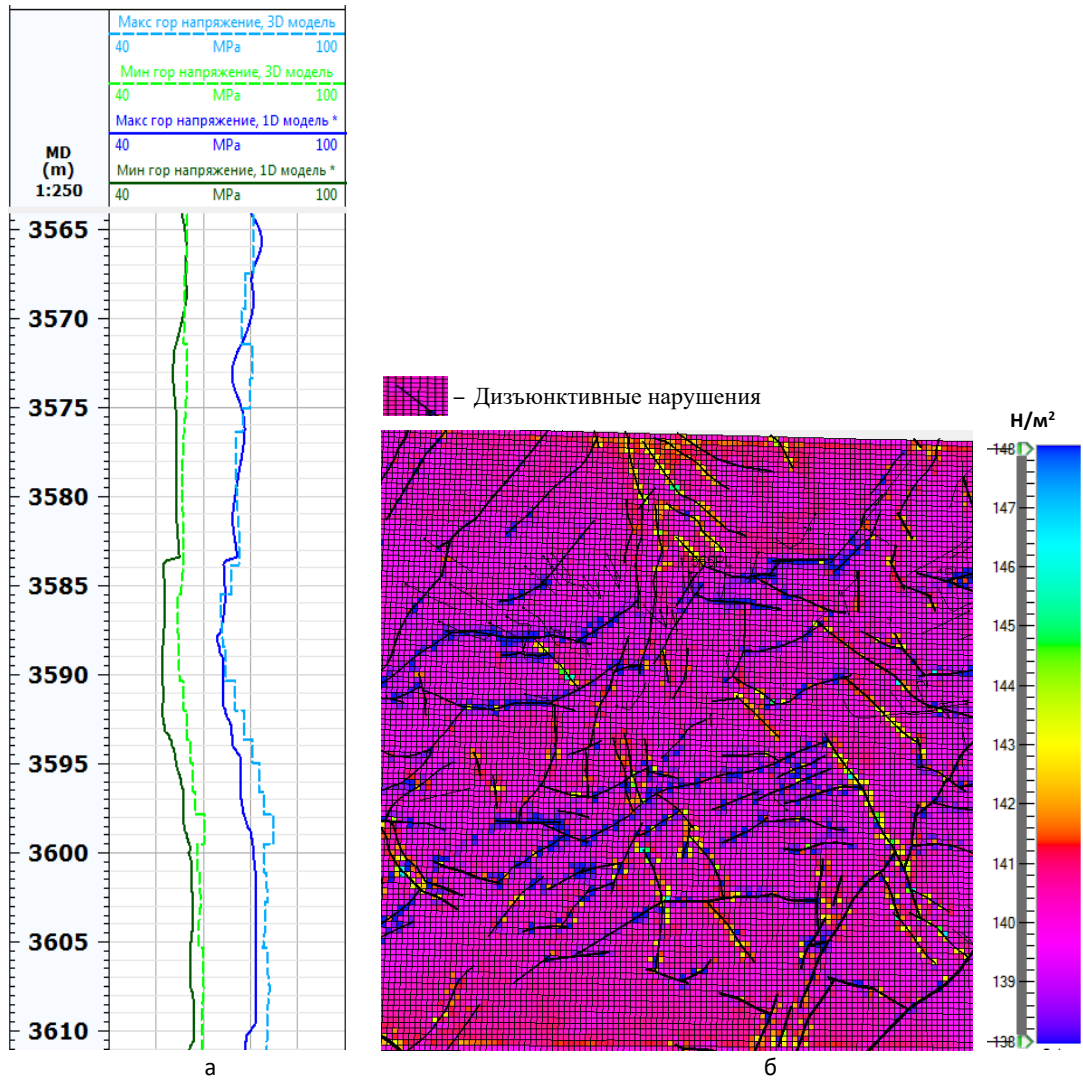


Рис. 1. Результаты 3D геомеханического моделирования: а – сопоставление кривых горизонтальных напряжений из 1D и 3D модели; б – карта максимального горизонтального напряжения с поверхностями разломов

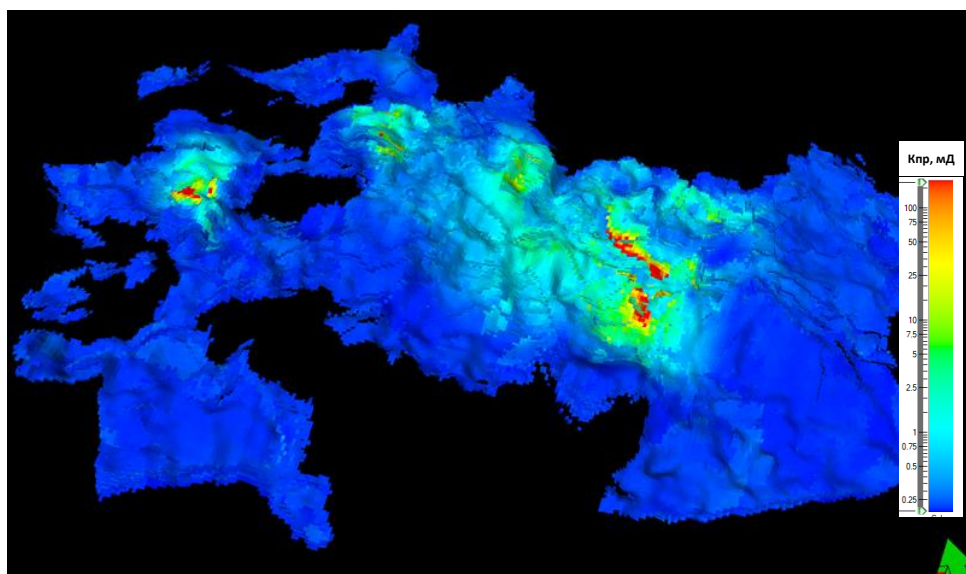


Рис. 2. Полученный куб проницаемости по ГДИС

Оценка полученных результатов проведена путем сопоставления прогнозного направления развития трещины ГРП и фактического, определенного по результатам интерпретации кросс-дипольного акустического каротажа. Пример такой оценки

на основе данных для одной из скважин участка представлен на рис. 3, при этом продолжая исходить из утверждения, что направление разрыва в основном соосно направлению максимального горизонтального напряжения.

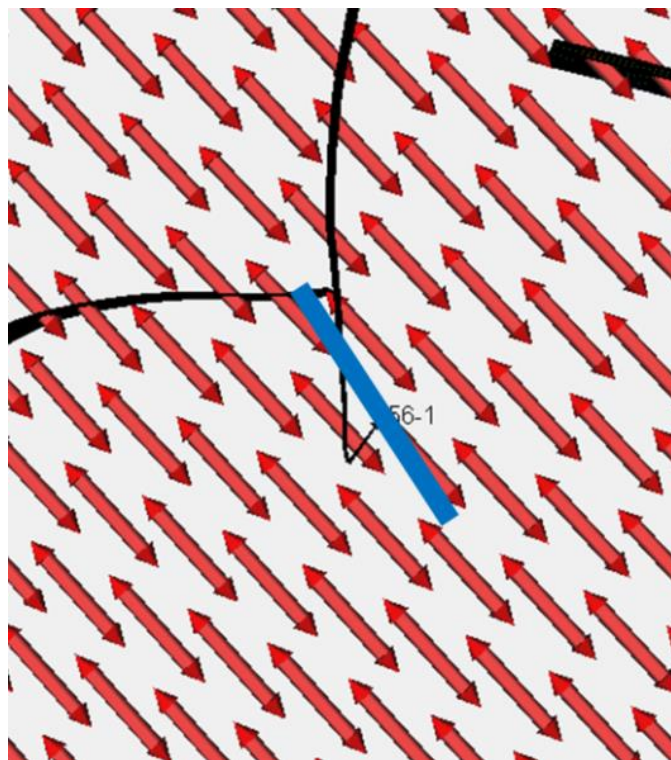


Рис. 3. Скважина с известным азимутом трещины ГРП (обозначен синим цветом) на фоне поля направлений максимального горизонтального напряжения в геомеханической модели (обозначены красным цветом)

Также проведено два типа расчетов при адаптации для фактических скважин, расположенных в секторе модели и на которых было проведено ГРП: стандартный (с закрепленным азимутом трещин) и с подключением опции геомеханики (азимут трещин авто-ГРП рассчитывается с учетом изменения напряжений). При сопоставлении азимутов трещин ГРП получена хорошая сходимость (рис. 4).

Далее гидродинамическая модель была рассчитана еще на несколько контрольных дат (расчет в течение 10 лет с шагом в 2 года) для выгрузки кубов пластового давления и оценки изменения направления

напряжений в геомеханической модели. Для фактических скважин, расположенных в секторе модели и на которых было проведено ГРП, построены графики изменения азимута максимального горизонтального напряжения в зависимости от увеличения или снижения пластового давления относительно начального (рис. 5). Изменение в диапазоне возможного прогнозного изменения пластовых давлений фиксируется незначительным и, по мнению авторов, не оказывает существенного влияния на траекторию трещины ГРП и, как следствие, не имеет значимого влияния на результаты расчетов данной гидродинамической модели.

Кровля пласта Dkt, направления азимутов анизотропии

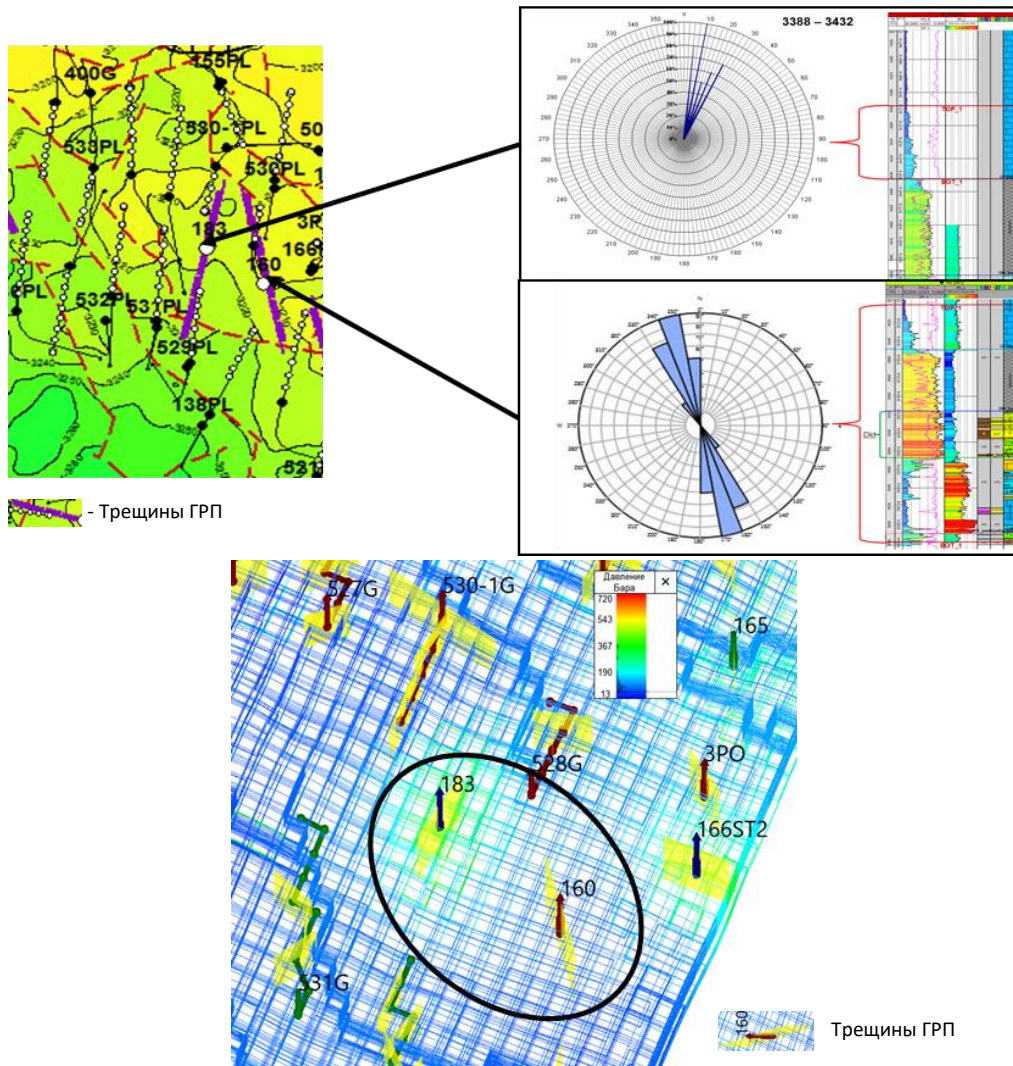


Рис. 4. Сопоставление азимутов трещин ГРП на ГДМ для фактических скважин с данными исследований

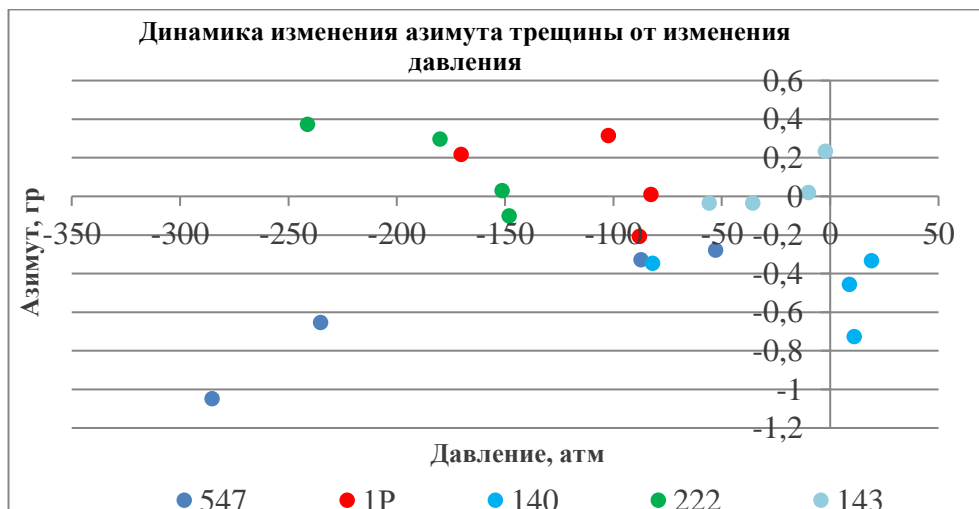


Рис. 5. График зависимости азимута максимального горизонтального напряжения от величины снижения/увеличения пластового давления

Таким образом, реализована гидро-геомеханическая секторная модель месторождения, показывающая отсутствие влияния изменения пластового давления в прогнозируемом диапазоне на азимут распространения трещин ГРП.

При этом стоит отметить, что результаты расчета гидро-геомеханических моделей существенно зависят от входных данных и условий нагружения. Так, например, влияние оказывают: направление регионального стресса и анизотропия стрессов; поровое давление; механические свойства среды, а также назначенные модели поведения (упругое, пластичное, критерии разрушения); разломы и трещины (соответственно их механические свойства); геометрия сетки модели, ее детализация (плотность), т. е. качество построения сетки. Результаты выполненных геомеханических исследований показали перспективность использования опции геомеханики при прогнозировании основных показателей разработки.

Основным фактором, определяющим необходимость проведения ГРП в скважинах, является отсутствие на них ожидаемого дебита нефти или получение экономически нерентабельных прогнозируемых показателей при оценке перспективности того или иного объекта без применения технологий увеличения и интенсификации нефтеотдачи. Такая продуктивность скважин может быть связана с низкими коллекторскими свойствами пласта, также возможно снижение проницаемости в призабойной зоне пласта (ПЗП) за счет деформации коллекторов, имеющих высокую глинистость и подверженных высоким перепадам давления в ПЗП. Низкая продуктивность

скважин также бывает обусловлена повреждением призабойной зоны под действием промывочной жидкости при бурении, закупоркой пор пород во время эксплуатации, глушением скважин при подземных и капитальных ремонтах.

Методология проектирования операций ГРП часто ограничивается рассмотрением лишь простых идеальных моделей притока флюида, поступающего из дальней зоны пласта по трещинам в ствол скважины. При этом не учитываются реальные горно-геологические условия, которые не соответствуют условиям, при которых «рассчитаны» модели фильтрации для проектирования процессов ГРП. Так, когда процедуру ГРП проводят в вертикальных скважинах, предполагается, что основную роль при этом играют горизонтальные напряжения. Физически процесс достаточно прост и часто воспроизводится в лабораторных условиях. Как отмечено выше, согласно лабораторным исследованиям [12], в случае, когда поле напряжений сильно неоднородно, трещина будет прямой, строго ориентированной в направлении максимального главного напряжения. Когда поле напряжений приближается к однородному состоянию, трещина развивается в направлении максимального главного напряжения, но уже не остается прямой, она проявляет тенденцию разветвляться на границах зерен пород. При более низких соотношениях напряжений направление трещины уже не определяется максимальным главным напряжением, развивается сразу множество трещин под разными углами по отношению к главным напряжениям.

Последнее время все больше исследований посвящено оценке влияния направления трещин ГРП на показатели разработки. Так, согласно [13, 14], знание направления распространения трещины позволяет оптимально ориентировать ствол горизонтальных скважин, а также определить места заложения вертикальных скважин для оптимизации площади дренирования. В статьях отмечено, что при разработке залежей нефти системами рядов скважин с массовым применением большеобъемных ГРП, а именно такая система все чаще рассматривается в качестве базовой, например, на залежах с низкими значениями проницаемостей, важную роль играет размещение рядов относительно регионального направления техногенных трещин гидроразрыва (трещин авто-ГРП). Также показано, что время от начала закачки воды в нагнетательные скважины до появления воды в соседних скважинах, расположенных параллельно и перпендикулярно направлению трещин ГРП, составляет 4,3 и 31,8 месяцев соответственно, а скорости продвижения фронтов нагнетаемой воды (приведенные к единице депрессии) различаются приблизительно в 6 раз. Таким образом, за счет анализа и оптимального размещения скважин с учетом трещин ГРП удается обеспечить удовлетворительную и прогнозируемую характеристику обводнения.

Соответственно в то же время в неоднородных и низкопроницаемых пластах результаты применения ГРП не всегда однозначны: имеются примеры как положительного эффекта после проведения ГРП в скважинах, приближенных к нагнетательным, так и множество отрицательных. В однородных продуктивных пластах существенные значения длин трещин или их приближение к нагнетательным скважинам может привести

к отрицательному результату, связанному с быстрым ростом объема воды в получаемой продукции. В целом, наряду с успешными повсеместно встречается множество неудачных операций, связанных также, в основном, с преждевременным обводнением скважин. Известны и работы, заканчивающиеся прямым ущербом, когда после ГРП не только не повышалась продуктивность скважин, но и достигалась 100%-ная обводненность с проблематичным осуществлением работ по водоизоляции притоков.

В работе [15] в ходе выполненного анализа установлено, что в пределах турнейско-фаменской залежи нефти рассматриваемого месторождения в результате гидравлического разрыва в пласте образуются трещины, ориентированные в зону с максимальным для участка пластовым давлением. Данный вывод позволит более эффективно планировать ГРП, снижать экономические и технологические риски. Следует отметить, что полученный в работе вывод о преимущественном направлении воздействия в область повышенных пластовых давлений в некоторой степени противоречит известным геомеханическим представлениям. Так, в работах [16–18] на основе аналитических решений авторами сделаны выводы о распространении трещин гидроразрыва в область пониженных давлений. Безусловно, данный вопрос является дискуссионным и требует дальнейшего изучения. В частности, вывод о распространении трещины в зону пониженного давления противоречит законам течения флюида: известно, что жидкость перемещается от большего давления к меньшему, и непонятно, каким образом распространение трещины в зону пониженного давления обеспечит приток дополнительных объемов флюида.

Кроме того, гидроразрыв пласта иногда оказывает сильное стимулирующее действие на режим работы окружающих скважин, есть множество примеров, когда доля вклада окружающих скважин в получение дополнительной добычи нефти превышала 30%. Наблюдался рост стимулирующего воздействия в расчлененных пластах, в застойных или не дренируемых зонах пласта.

В любом случае вопрос о пространственной ориентации трещин ГРП и ее влиянии на процессы разработки не является решенным.

Заключение

Построена гидро-геомеханическая модель, позволяющая получить прогноз развития трещин ГРП в процессе разработки месторождения. Рассмотрены результаты геомеханических исследований, которые

показали перспективность использования опций геомеханики при прогнозировании основных показателей разработки. Для скважин, расположенных в секторе модели и на которых было проведено ГРП, построены графики изменения азимута максимального горизонтального напряжения в зависимости от увеличения или снижения пластового давления относительно начального. Величины возможных изменений пластовых давлений в скважинах прогнозируются значительными, однако, по мнению авторов, не окажут существенного влияния на траекторию трещин ГРП. В настоящее время вопрос о пространственной ориентации трещин ГРП и их влиянии на процессы разработки месторождений требует дальнейшего исследования с учетом конкретных условий.

Статья подготовлена в рамках выполнения государственного задания ИПНГ РАН (тема «Совершенствование методов моделирования, лабораторных и промысловых исследований для создания новых технологий эффективного экологически чистого извлечения углеводородов в сложных горно-геологических условиях», № 122022800272-4).

Литература

1. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю. и др. Нефтегазовый комплекс России – 2017: В 3 ч. Ч. 1. Нефтяная промышленность – 2017: Долгосрочные тенденции и современное состояние / Под ред. А.Э. Конторовича. Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2018. 86 с.
2. Овчарова Л.П. Анализ опыта применения горизонтальных скважин с многостадийным ГРП для разработки низкопроницаемых коллекторов нефтяных залежей // Молодой ученый. 2020. № 8(298). С. 44–48.
3. Чусовитин А.А., Гнилицкий Р.А., Смирнов Д.С. и др. Эволюция проектных решений по разработке отложений тюменской свиты на примере месторождений Красноленинского свода // Нефтяное хозяйство. 2016. № 5. С. 54–58.
4. Шлеин Г.А., Глуценко А.А. Сущность и этапы процесса гидроразрыва пласта // Молодой ученый. 2019. № 2(240). С. 40–42.
5. Коротенко В.А., Кряквин А.Б., Грачев С.И. и др. Физические основы разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи: Учеб. пособие. Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. 159 с.

6. *Ovcharenko Yu., Lukin S., Tatur O.* et al. Experience in 3D geomechanical modeling, based on one of the West Siberia oilfield // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 24–26 October 2016. Paper SPE-182031-MS. <https://doi.org/10.2118/182031-MS>
7. *Stone T.W., Xian C., Fang Z.* et al. Coupled geomechanical simulation of stress dependent reservoirs // SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, Texas, USA, 3–5 February 2003. Paper SPE-79697-MS. <https://doi.org/10.2118/79697-MS>
8. *Понов С.Н.* Совместное геомеханическое и гидродинамическое моделирование участка ачимовских отложений одного из месторождений Крайнего Севера с учетом вариаций фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов от изменения эффективных напряжений // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 2(25). С. 4. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-25.art4>
9. *Лукин С.В., Дубиня Н.В.* Совмещенное геомеханическое и гидродинамическое моделирование поведения нефтенасыщенного пласта в SIMULIA ABAQUS. 7 с. https://tesis.com.ru/infocenter/downloads/abaqus/abaqus_es15_5.pdf (Дата обращения: 17.11.2023).
10. *Bazyrov I., Glazyrina A., Lukin S.* et al. Time-dependend hydro-geomechanical reservoir simulation of field production // Procedia Structural Integrity. 2017. Vol. 6. P. 228–235. <https://doi.org/10.1016/j.prostr.2017.11.035>
11. *Dubinya N., Lukin S., Chebyshev I.* Two-way coupled geomechanical analysis of naturally fractured oil reservoir's behavior using finite element method // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 26–28 October 2015. Paper SPE-176631-MS. <https://doi.org/10.2118/176631-MS>
12. *Doe T.W., Boyce G.* Orientation of hydraulic fractures in salt under hydrostatic and non-hydrostatic stresses // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts. 1989. Vol. 26, No. 6. P. 605–611. [https://doi.org/10.1016/0148-9062\(89\)91441-1](https://doi.org/10.1016/0148-9062(89)91441-1)
13. *Янин А.Н., Черевко С.А.* Влияние направления трещин гидроразрыва пласта на показатели эксплуатации скважин // Территория Нефтегаз. 2016. № 12. С. 76–81.
14. *Зятиков П.Н., Синебрюхов К.В., Березовский Ю.С., Трушко А.С.* Влияние направления трещин многостадийного гидравлического разрыва пласта на коэффициент извлечения нефти // Вестник Томского государственного университета. Математика и механика. 2019. № 58. С. 84–98. <https://doi.org/10.17223/19988621/58/7>
15. *Филиппов Е.В., Захаров Л.А., Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н.* Воспроизведение пластового давления методами машинного обучения и исследование его влияния на процесс образования трещин при гидравлическом разрыве пласта // Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 924–932. <https://doi.org/10.31897/PMI.2022.103>
16. *Wei D., Gao Z., Fan T.* et al. Experimental hydraulic fracture propagation on naturally tight intra-platform shoal carbonate // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2017. Vol. 157. P. 980–989. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.08.016>
17. *Luo Z., Zhang N., Zhao L.* et al. An extended finite element method for the prediction of acid-etched fracture propagation behavior in fractured-vuggy carbonate // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2020. Vol. 191. P. 107170. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107170>

18. Zhang B., Tian X., Ji B. et al. Study on microseismic mechanism of hydro-fracture propagation in shale // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. Vol. 178. P. 711–722. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.03.085>

Информация об авторах

Гузель Нурханифовна Воробьева – руководитель по разработке продукта, Группа компаний «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Россия, Vorobyeva.GN@gazpromneft-ntc.ru

Софья Сергеевна Остапчук – младший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия.

Роман Александрович Рыбаков – руководитель проекта по разработке продуктов, Группа компаний «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Россия, rybakov.ra@gmail.com

Мария Сергеевна Космачева – главный специалист, Группа компаний «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Россия, m.kosma4eva@yandex.ru

Поступила в редакцию 30.08.2023

Application of the results of three-dimensional hydro-geomechanical modeling to determine the azimuths of hydraulic fractures

G.N. Vorobyeva^{1*}, S.S. Ostapchuk², R.A. Rybakov¹, M.S. Kosmacheva¹

1 – Gazprom Neft Group of Companies, St. Petersburg, Russia

2 – Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

E-mail: *Vorobyeva.GN@gazpromneft-ntc.ru

Abstract. The article is devoted to the problem of determining the spatial orientation of the hydraulic fracture for hydrodynamic modeling. As a rule, the choice of the fracture strike azimuth is based on data obtained from the interpretation results of cross-dipole acoustic logging recorded for monitoring the fracturing operation. Due to changes in reservoir pressure, the expected and actual directions of the created fracture may differ, which must be taken into account when adapting and predicting the field development indices on the hydrodynamic model. The purpose of the paper is to calculate the influence of reservoir pressure on the fracture azimuth and, accordingly, on the field development indicators by constructing a combined hydro-geomechanical model that can later be used to select the optimal strategy for producing reserves.

The reservoirs stressed state change, caused by the increase or decrease in reservoir pressure, is considered by the case of an oil reservoir located in the Orenburg region. Constructed geomechanical model of the selected sector includes the cubes of reservoir stresses at the initial date, the mechanical properties of the rock and faults in the productive formation. The dependence of the values of the angle on the formation pressure is constructed and the prediction calculations are carried out on the hydrodynamic model. The validity of the direction calculation is assessed by comparison with actual microimager data.

As a result of work for the selected sector of the field, a hydro-geomechanical model is constructed, which makes it possible to obtain a forecast for the development of the hydraulic fracturing during the reservoir development.

Keywords: hydraulic fracture, geomechanical modeling, hydrodynamic modeling, azimuths of hydraulic fractures

Citation: Vorobyeva G.N., Ostapchuk S.S., Rybakov R.A., Kosmacheva M.S. Application of the results of three-dimensional hydro-geomechanical modeling to determine the azimuths of hydraulic fractures // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 4(43). P. 58–71. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-43.art5> (In Russ.).

References

1. Eder L.V., Filimonova I.V., Nemov V.Yu. et al. Oil and gas complex of Russia – 2017: In 3 parts. Part 1. Oil industry – 2017: Long-term trends and current state / Ed. by A.E. Kontorovich. Novosibirsk: IPGG SB RAS, 2018. 86 p. (In Russ.).
2. Ovcharova L.P. Analysis of the experience of using horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing for the development of low-permeability reservoirs of oil deposits // Young Scientist. 2020. No. 8 (298). P. 44–48. (In Russ.).
3. Chusovitin A.A., Gnilitkiy R.A., Smirnov D.S. et al. Evolution of engineering solutions on the development of Tyumen suite oil reserves on an example of Krasnoleninskoye oilfield // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2016. No. 5. P. 54–58. (In Russ.).

4. *Shlein G.A.* The essence and stages of the process of hydraulic fracturing // *Young Scientist*. 2019. No. 2(240). P. 40–42. (In Russ.).
5. *Korotenko V.A., Kryakvin A.B., Grachev S.I.* et al. Physical bases of development of oil fields and methods of enhanced oil recovery: Textbook. Tyumen: TyumSOGU, 2013. 159 p. (In Russ.).
6. *Ovcharenko Yu., Lukin S., Tatur O.* et al. Experience in 3D geomechanical modeling, based on one of the West Siberia oilfield // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 24–26 October 2016. Paper SPE-182031-MS. <https://doi.org/10.2118/182031-MS>
7. *Stone T.W., Xian C., Fang Z.* et al. Coupled geomechanical simulation of stress dependent reservoirs // SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, Texas, USA, 3–5 February 2003. Paper SPE-79697-MS. <https://doi.org/10.2118/79697-MS>
8. *Popov S.N.* Coupled geomechanical and hydrodynamic modeling of the site of the Achimov deposits of one of the fields of the Far North, taking into account variations of the porosity and permeability changes by influence of the effective stresses // *Actual Problems of Oil and Gas*. 2019. Iss. 2. P. 4. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-25.art4> (In Russ.).
9. *Lukin S.V., Dubinya N.V.* Combined geomechanical and hydrodynamic modeling the behavior of an oil-saturated reservoir in SIMULIA ABAQUS. 7 p. https://tesis.com.ru/infocenter/downloads/abaqus/abaqus_es15_5.pdf (Accessed on 17.11.2023). (In Russ.).
10. *Bazyrov I., Glazyrina A., Lukin S.* et al. Time-depended hydro-geomechanical reservoir simulation of field production // *Procedia Structural Integrity*. 2017. Vol. 6. P. 228–235. <https://doi.org/10.1016/j.prostr.2017.11.035>
11. *Dubinya N., Lukin S., Chebyshev I.* Two-way coupled geomechanical analysis of naturally fractured oil reservoir's behavior using finite element method // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 26–28 October 2015. Paper SPE-176631-MS. <https://doi.org/10.2118/176631-MS>
12. *Doe T.W., Boyce G.* Orientation of hydraulic fractures in salt under hydrostatic and non-hydrostatic stresses // *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*. 1989. Vol. 26, No. 6. P. 605–611. [https://doi.org/10.1016/0148-9062\(89\)91441-1](https://doi.org/10.1016/0148-9062(89)91441-1)
13. *Yanin A.N., Cherevko S.A.* The influence of the hydrofracturing cracks direction on the performance indicators of wells // *Territorija Neftegaz*. 2016. No. 12. P. 76–81. (In Russ.).
14. *Zyatikov P.N., Sinebryukhov K.V., Berezovsky Yu.S., Trushko A.S.* Impact of the crack direction in a multistage hydraulic fracturing on the oil recovery factor // *Tomsk State University Journal of Mathematics and Mechanics*. No. 58. P. 84–98. <https://doi.org/10.17223/19988621/58/7> (In Russ.).
15. *Filippov E. V., Zakharov L. A., Martyushev D.A.* et al. Reproduction of reservoir pressure by machine learning methods and study of its influence on the cracks formation process in hydraulic fracturing. // *Journal of Mining Institute*. 2022. Vol. 258. P. 924–932.
16. *Wei D., Gao Z., Fan T.* et al. Experimental hydraulic fracture propagation on naturally tight intra-platform shoal carbonate // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2017. Vol. 157. P. 980–989. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.08.016>
17. *Luo Z., Zhang N., Zhao L.* et al. An extended finite element method for the prediction of acid-etched fracture propagation behavior in fractured-vuggy carbonate // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2020. Vol. 191. P. 107170. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107170>

18. *Zhang B., Tian X., Ji B.* et al. Study on microseismic mechanism of hydro-fracture propagation in shale // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2019. Vol. 178. P. 711–722. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.03.085>

Information about the authors

Guzel N. Vorobyeva – Product Development Manager, Gazprom Neft Group of Companies, St. Petersburg, Russia, Vorobyeva.GN@gazpromneft-ntc.ru

Sofya S. Ostapchuk – Junior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia.

Roman A. Rybakov – Product Development Manager, Gazprom Neft Group of Companies, St. Petersburg, Russia, rybakov.ra@gmail.com

Maria S. Kosmacheva – Chief Specialist, Gazprom Neft Group of Companies, St. Petersburg, Russia, m.kosma4eva@yandex.ru

Received 30.08.2023