

УДК 622.276

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Калиманова Н.П., Урванцев Р.В., Линцер С.А.

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия (625000, Тюмень, ул. Володарского, 38), e-mail: kalimanovanp@mail.ru

Методы воздействия на продуктивные пласты предназначены для увеличения производительности скважин и повышения извлечения углеводородов. Выбор метода воздействия на пласт осуществляется с учётом особенностей геологического строения, фильтрационно-ёмкостных свойств, состава пластовых пород и насыщающих их флюидов. Гидравлический разрыв пласта является одним из наиболее эффективных методов повышения углеводородоотдачи. Гидро разрыв пласта позволяет не только интенсифицировать отработку области дренирования скважины за счёт снижения потерь пластовой энергии в призабойной зоне, но и существенно расширить эту область, связав трещинами слабодренируемые пропластки в тонкослоистых заглинизированных пластах. В условиях нефтегазоконденсатного месторождения согласно предварительным результатам моделирования гидро разрыв пласта принят в качестве базового варианта для максимального вовлечения запасов объекта в разработку технология многостадийного гидро разрыва пласта на горизонтальных скважинах. В качестве оценки перспектив проведения гидро разрыва пласта на вышеуказанные пласты были выполнены работы по моделированию гидро разрыва пласта. С учетом размещения проектного горизонтального хвостовика с муфтами в кровле песчаника БТ11 3-1 возможен гидро разрыв пласта в пределах от 40 до 60 тонн на стадию без прорыва в водоносный пласт БТ10-2. При гидро разрыве пласта в разведочной вертикальной скважине рекомендуется использовать меченый проппант CarboNRT для определения закрепленной высоты трещины и корректировки 1D геомеханической модели пласта БТ10.

Ключевые слова: гидро разрыв пласта, нефтегазоконденсатное месторождение, геомеханическая модель, проппант, трещина

JUSTIFICATION OF THE HYDRAULIC FRACTURING APPLICATION AT THE OIL AND GAS CONDENSATE FIELD

Kalimanova N.P., Urvantsev R.V., Lintser S.A.

Federal Budget Educational Institution of Higher Education "Industrial University of Tyumen", Tyumen, Russia (625000 Russia, Tyumen, street Volodarskogo, 38), e-mail: kalimanovanp@mail.ru

The methods of impact on productive strata are designed to increase the productivity of wells and increase the recovery of hydrocarbons. The choice of the method of influence on the formation is carried out taking into account the features of the geological structure, filtration-capacitive properties, the composition of reservoir rocks and the fluids that saturate them. Hydraulic fracturing is one of the most effective methods of increasing hydrocarbon output. Hydrofracturing of the formation allows not only to intensify the development of the drainage area of the well due to the decrease in the loss of reservoir energy in the bottomhole zone, but also to expand this area substantially by cracks in the thinly drained interlayers in thin-layered clay strata. In the oil and gas condensate field, according to the preliminary results of the simulation, fracturing is accepted as a basic option for maximizing the involvement of the object's reserves in the development of a multi-stage fracturing technology on horizontal wells. As an assessment of the prospects of hydraulic fracturing of the formation on the above layers, work was carried out on modeling hydraulic fracturing of the formation. Taking into account the placement of the project horizontal shank with couplings in the top of the sandstone BT11 3-1, hydrofracturing of the formation in the range from 40 to 60 tons per stage without a breakthrough into the BT10-2 aquifer is possible. When fracturing a formation in an exploratory vertical well, it is recommended to use the labeled proppant CarboNRT to determine the fixed fracture height and to correct the 1D geomechanical model of the BT10 formation.

Keywords: hydraulic fracturing, oil and gas condensate field, geomechanical model, proppant, crack

Нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1981 году и расположено в пределах Тазовской низменности, в верхней части бассейна р. Таз [1]. В административном отношении рассматриваемая территория находится в Тазовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа. Административный центр Тазовского района п. Тазовский, расположен в 45 км северо-западнее границы ЛУ. Ближайшими населёнными пунктами являются п. Тибейсале, расположенный в 5,5 км на юго-запад, п. Газсале в 20 км на запад от изучаемой территории.

По территории участка проходит нефтепровод Заполярье-НПС «Пурпе». Ближайшая нитка газопровода «Заполярное-Уренгой» расположена в 50 км южнее участка. В 140 км восточнее проходит нефтепровод «Ванкор-Пурпе», продуктопровод «Ямбургское месторождение – Уренгойский ГПЗ» в 190 км западнее участка недр. В 150 км западнее участка работ проходит нить газопровода и железнодорожная магистраль по линии «Ямбург – Новый Уренгой – Тюмень».

На месторождении в период с 1980 по 1986 проводилось поисково-разведочное бурение. Первооткрывательницей месторождения является скв.650.

По состоянию на 01.01.2016 г. на рассматриваемой территории пробурено 17 скважин (3 поисковых и 14 разведочных), одна из которых (скв.667) расположена за пределами лицензионного участка. На месторождении с отбором керна пробурено 15 скважин. Проведены пробы пластовых флюидов. Получена интерпретация данных 3Д сейсморазведки в объёме 419 км².

Для полноценного освоения месторождения необходимо обоснование возможных геолого-технических мероприятий, а также способов и режимов эксплуатации скважин на нефтегазоконденсатном месторождении [2-5].

Методы воздействия на продуктивные пласты предназначены для увеличения производительности скважин и повышения извлечения углеводородов. Выбор метода воздействия на пласт осуществляется с учётом особенностей геологического строения, фильтрационно-ёмкостных свойств, состава пластовых пород и насыщающих их флюидов.

Для геолого-физических условий продуктивных пластов нефтегазоконденсатного месторождения перспективным представляется применение следующих технологий:

- гидравлический разрыв пласта;
- обработки призабойной зоны;
- перфорационные работы;
- ремонтно-изоляционные работы.

Практически все проектные скважины на нефтегазоконденсатном месторождении планируются с горизонтальным окончанием длиной от 1000 до 2000 м. В связи с этим добыча углеводородов за счёт бурения горизонтальных скважин принята в качестве базовой.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных методов повышения углеводородоотдачи. ГРП позволяет не только интенсифицировать отработку области дренирования скважины за счёт снижения потерь пластовой энергии в призабойной зоне, но и существенно расширить эту область, связав трещинами слабодренируемые пропластки в тонкослоистых заглинизированных пластах.

В условиях нефтегазоконденсатного месторождения согласно предварительным результатам моделирования ГРП объектов БТ₁₁¹-БТ₁₁³⁻¹-БТ₁₁³⁻² принято в качестве базового варианта для максимального вовлечения запасов объекта в разработку технология многостадийного гидроразрыва пласта (МСГРП) на горизонтальных скважинах.

Суть технологии МСГРП заключается в следующем. После бурения горизонтального ствола скважина обсаживается специальной компоновкой хвостовика с чередованием муфт ГРП и разобщающих пакеров (как гидравлических, так и набухаемых). Последовательное выполнение ГРП (от «хвоста к пятке» горизонтального ствола) осуществляется путем управления открытием муфт ГРП (в зависимости от типа конструкции муфты могут активироваться за счет сброса шаров, либо с помощью специального инструмента, спускаемого на ГНКТ).

В качестве оценки перспектив проведения ГРП на вышеуказанные пласты были выполнены работы по моделированию ГРП. Процесс моделирования в себя включает:

Сбор и обобщение всей имеющейся геолого-геофизической информации по существующим скважинам.

Построение одномерной геомеханической модели группы пластов БТ₁₁ и вмещающих перемычек.

Анализ результатов испытания керн по определению упругих свойств.

В качестве базовой модели приняты геологические условия по скважине №660. Для построения 1D геомеханической модели пласта использовались следующие данные (рисунки 1-3).

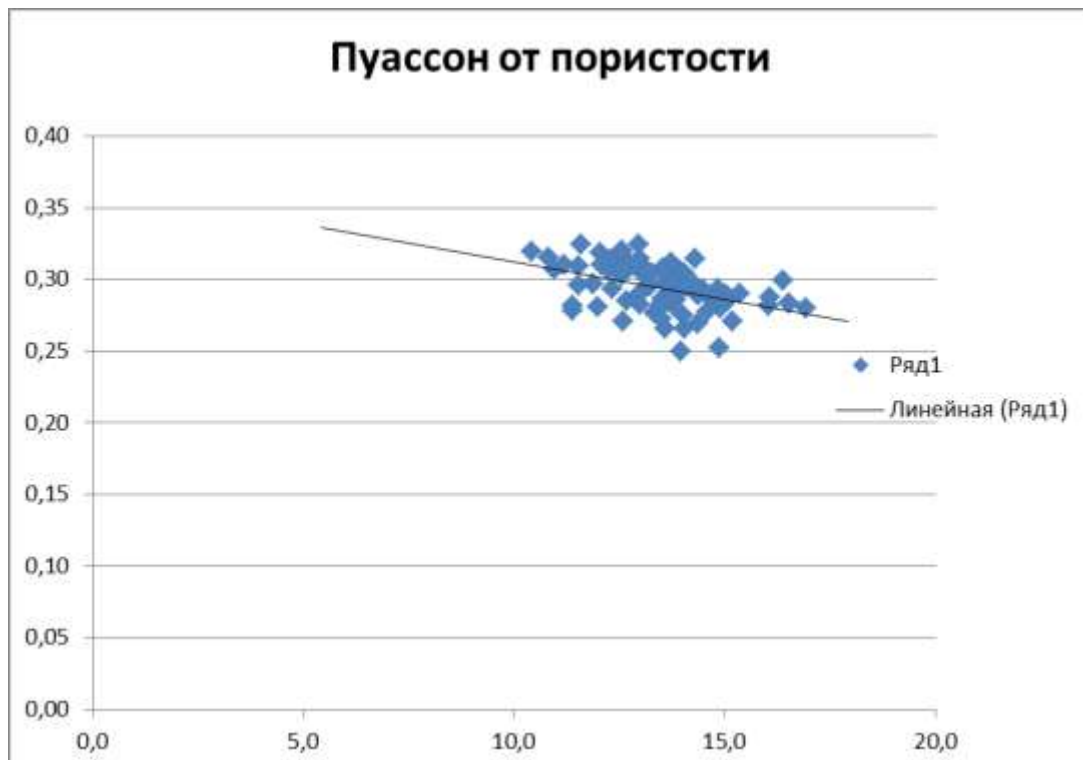


Рисунок 1 - Коэффициенты Пуассона взяты по исследованиям керна

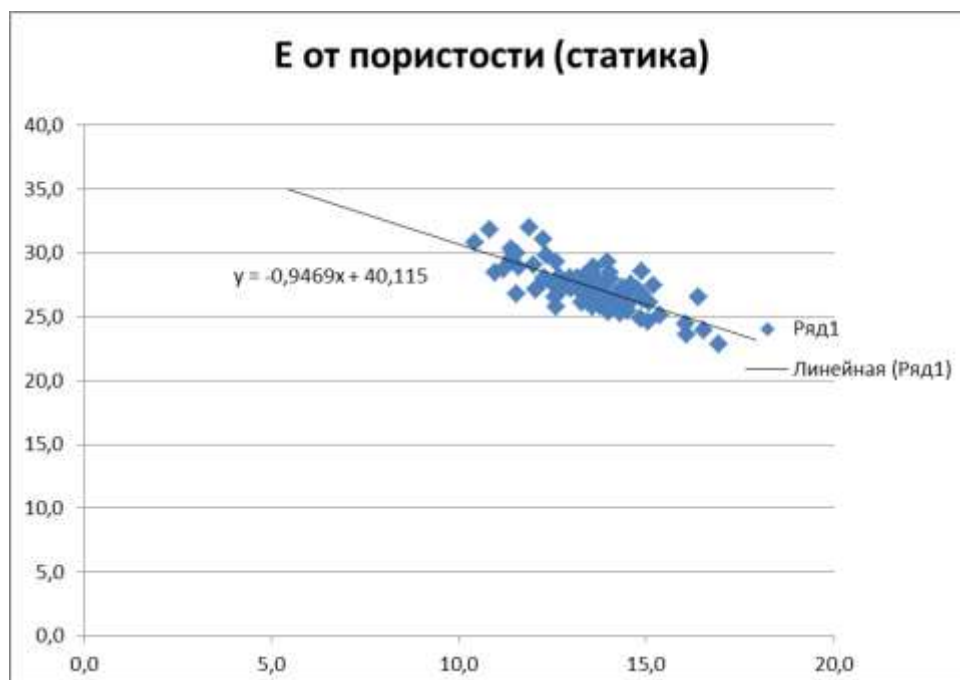


Рисунок 2 - Модуль Юнга динамический по керну переведен в статический по усреднённой зависимости

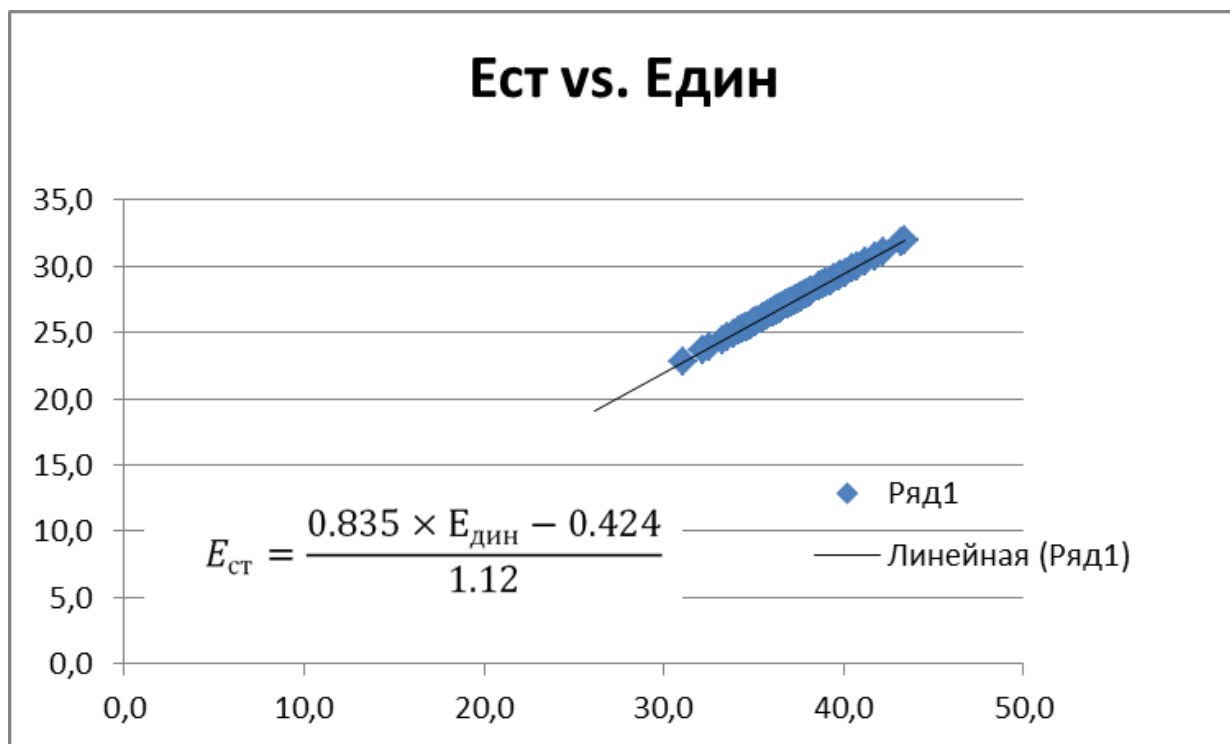


Рисунок 3 - Градиент смыкания

Градиент смыкания по глинам и песчаникам взят по аналогии с пластом БП₁₆ соседнего месторождения, т.к. опыта проведения ГРП на пласт БТ₁₁ нет.

Коэффициенты утечек заимствованы в зависимости от литологии пласта БП₁₆ ВТСМ.

Литология заимствована из результатов интерпретации ГИС.

Построена детальная 1D геомеханическая модель из 58 пропластков.

В модели ГРП учтена реология жидкости разрыва DX-36, свойства проппанта Carbo фракций 16/20, 20/40 (рисунки 4-6).

Выполнен анализ чувствительности к массе проппанта с целью оценки влияния риска прорыва трещины в водонасыщенную часть разреза. Модель показывает прорыв свыше 60 тонн.

BHTP & Surface Pressure

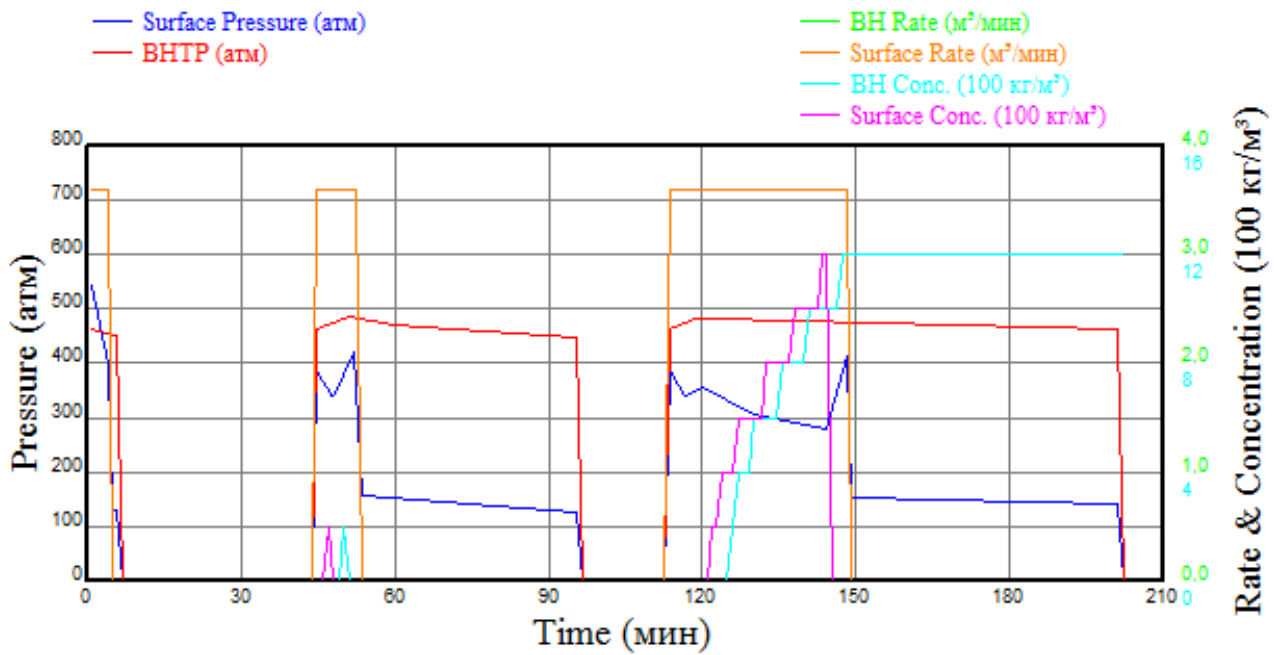


Рисунок 4 - Модель проведения ГРП

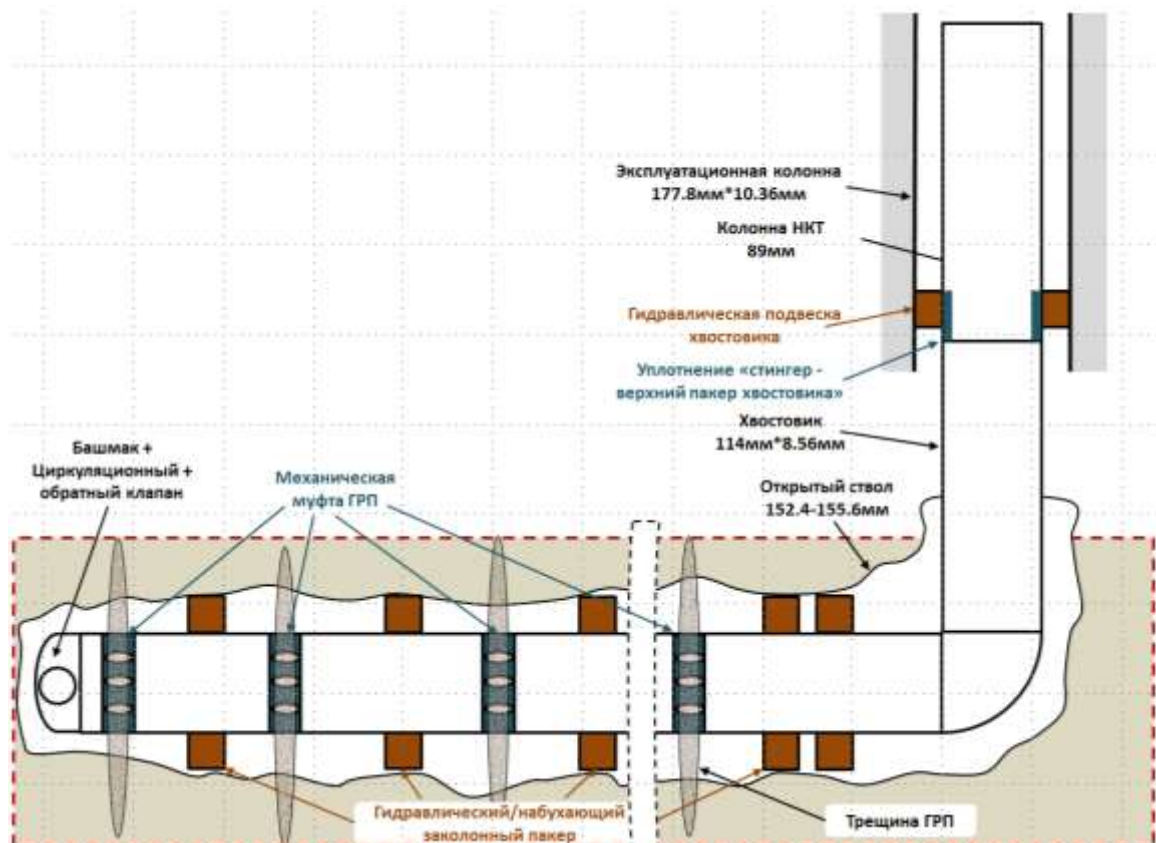
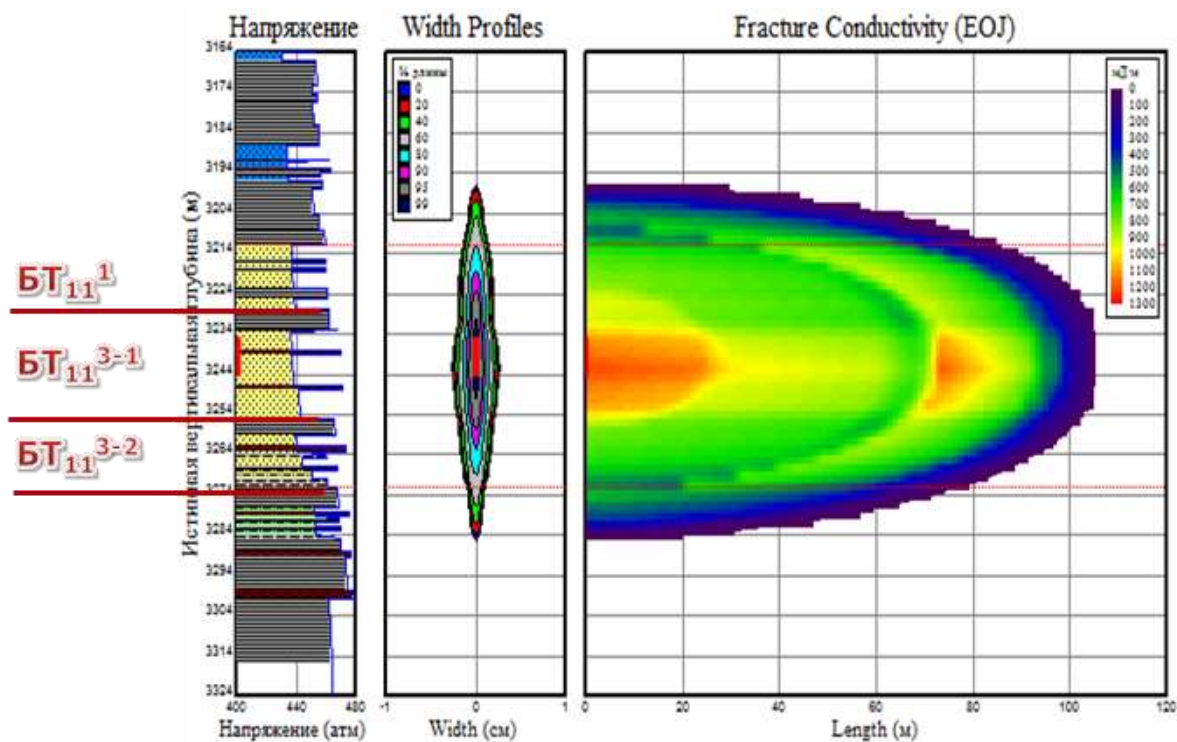


Рисунок 5 - Схема проведения МСГРП



Сводка данных по дизайну проппанта

БТ11

Длина трещины - созданная	106,74	(м)
Длина трещины - закрепленная	94,763	(м)
Высота трещины - сред.	70,997	(м)
Закрепленная высота (продукт. зона) - сред.	59,441	(м)
Макс. ширина у перфораций- EOJ	0,88382	(см)
Закрепленная ширина (скважина) - сред.	0,24476	(см)
Закрепленная ширина (продукт. зона) - сред.	0,20687	(см)
Конц./площадь (F _{гас}) - Сред.зн-ние на EOJ	3,2537	(кг/м ²)
Конц./площадь (продукт. зона) - Сред.зн-ние при	4,0823	(кг/м ²)
Проводимость трещины (продукт. зона) - сред.знач.	807,1	(мД·м)
Безразм. проводимость трещины (продукт. зона)	4,2585	

Рисунок 6 - Дизайн ГРП. Масса проппанта 50 тонн

Используя имеющиеся данные по пласту и керну, каротажу из скважины № 660, с учетом размещения проектного горизонтального хвостовика с муфтами ГРП в кровле песчаника БТ11 3-1, возможен ГРП в пределах от 40 до 60 тонн на стадию без прорыва в водоносный БТ10-2 (при 80 тоннах модель показывает гарантированный прорыв в БТ10-2). В качестве рекомендаций для дальнейшего уточнения качества построения 1D геомеханической модели пласта и оценки степени риска ГРП рекомендуется:

- Провести широкополосную акустику на скважине;
- Провести мини-тест ГРП, уточнить градиенты и коэффициенты утечек.

При ГРП в разведочной вертикальной скважине, рекомендуется использовать меченный проппант CarboNRT для определения закрепленной высоты трещины и корректировки 1D геомеханической модели пласта БТ10.

По наклонно-направленным скважинам планируется проведение одностадийного ГРП. Для этого потребуются перфорировать цементируемый хвостовик 114мм зарядами типа ЗПКО-73 БО и ГП комбинированной плотностью не менее 20 отверстий на 1 погонный метр. Далее спуск пакера на НКТ-89мм. Пакероваться рекомендуется выше головы подвески хвостовика с заходом в хвостовик 1 НКТ 73мм. Проведение ГРП по согласованному плану работ (дизайну ГРП). Освоение скважины и запуск ее в работу рекомендуется осуществить сразу на компоновке НКТ-89мм с пакером для ГРП.

Литература

1. Оперативный подсчет запасов нефтегазоконденсатного месторождения, 2014
2. Телков А.П., Грачев С.И. Пространственная фильтрация и прикладные задачи разработки нефтегазоконденсатных месторождений и нефтегазодобычи // М.: Изд. ЦентрЛитНефтеГаз. - 2008. - 512 с.
3. Амелин И.Д. Особенности разработки нефтегазовых залежей // М., Недра, 1978, 136 с.
4. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений // М.: Струна, 1998. - 628 с.
5. Вяхирев Р.И., Коротаев Ю.П. Теория и опыт разработки месторождений природных газов. - М.: Недра, 1999. - 412 с.