

ОЦЕНКА ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ В ПРОЦЕССЕ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИКАСПИЙСКОГО РЕГИОНА



Д. УРМАНОВА¹,
докторант, старший научный
сотрудник, Satbayev University,
d.urmanova@satbayev.university



Б. ДУРМАГАМБЕТОВ^{1,2},
докторант, технический
менеджер, KNOC,
Satbayev University,
b.durmagambetov@knoc.kz,
Алматы

¹НАО «КАЗАХСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМ. К.И. САТПАЕВА» SATBAYEV UNIVERSITY, Республика Казахстан, 050000, г. Алматы, ул. Сатпаева, 22

²KNOC, Республика Казахстан, 050000, г. Алматы, БЦ Алатау Гранд, ул. Тимирязева, 28в, 708 офис

Освещаются результаты оценки внедрения технологий в процессе проектирования и заканчивания скважин нефтяного месторождения в Прикаспийском регионе в Западном Казахстане. Указываются основные результаты расчетов способов моделирования гидроразрыва пласта при различных проницаемостях пропанта, проанализировано изменение продуктивности по глубине при разных методах моделирования гидроразрыва пласта. Создана модель для анализа чувствительности моделирования гидроразрыва пласта. Создана новая геологическая модель месторождения, которая учитывает данные новых пробуренных скважин 2019-2020 гг., обновленную петрофизическую интерпретацию, уточненную сейсмическую интерпретацию и атрибутивный анализ, обновленное видение выделения песчаных тел коллектора.

Проведены сравнительные экспериментальные динамические расчеты способов моделирования гидроразрыва пласта с помощью плагина EasyFrac и способа заканчивания в скважинах HydroFrac. При одинаковых исходных условиях плагин EasyFrac продемонстри-

ривал лучшую возможность добычи жидкости, приемистость нагнетательных скважин, более ранний прорыв воды в добывающую скважину.

Проведены экспериментальные расчеты с использованием новой технологии моделирования гидроразрыва пласта KINETIX, которые продемонстрировали возможность создания детального дизайна процедуры проведения операции гидроразрыва пласта, подбора технологии в зависимости от желаемого результата.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: оценка, проектирование скважин, заканчивание скважин, HydroFrac, EasyFrac.

КАСПИЙ МАҢЫ ӨҢІРІ КЕН ОРНЫНЫҢ ҰҢҒЫМАЛАРЫН ЖОБАЛАУ ЖӘНЕ АЯҚТАУ ҮДЕРІСІНДЕ ТЕХНОЛОГИЯЛАРДЫ ЕНГІЗУДІ БАФАЛАУ

Д. УРМАНОВА¹, докторант, аға ғылыми қызметкері, d.urmanova@satbayev.university

Б. ДУРМАГАМБЕТОВ^{1,2}, докторант, техникалық менеджер, КНОС, b.durmagamбетov@knoc.kz

¹КЕАҚ Қ. САТПАЕВ АТЫНДАҒЫ ҚАЗАҚ ҰЛТТЫҚ ТЕХНИКАЛЫҚ ЗЕРТТЕУ УНИВЕРСИТЕТІ,
Қазақстан Республикасы, 050000, Алматы, Сәтпаев көшесі 22/5

²КНОС,

Қазақстан Республикасының, 050000, Алматы қ., б. Алатау Гранд, Тимирязев к-сі, 28В, 708 қ.

Бұл мақалада Батыс Қазақстандағы Каспий маңы өңіріндегі мұнай кен орнының ұңғымаларын жобалау және аяқтау үдерісінде технологияларды енгізуді бағалау нәтижелері баяндалады. Пропанттың әртүрлі өткізгіштігінде гидравликалық ажырауды модельдеу әдістерін есептеудің негізгі нәтижелері көрсетілген, қабаттың гидравликалық ажырауын модельдеудің әртүрлі әдістерінде тереңдіктегі өнімділіктің өзгеруі талданды. Қабаттың гидравликалық ажырауын модельдеу сезімталдығын талдауға арналған модель жасалды. Кен орнының жаңа геологиялық моделі құрылды, ол 2019-2020 ж.ж. жаңа бұрғыланған ұңғымалардың деректерін, жаңартылған петрофизикалық интерпретацияны, нақтыланған сейсмикалық интерпретацияны және атрибуттық талдауды, коллектордың құм денелерін оқшаулаудың жаңартылған көрінісін ескереді.

EasyFrac плагинін және HydroFrac ұңғымаларында аяқталу әдісін қолдана отырып, қабаттың гидравликалық ажырауын модельдеу әдістерінің салыстырмалы эксперименттік динамикалық есептеулері жүргізілді. Бірдей бастапқы жағдайларда EasyFrac плагині сұйықтықты өндірудің жақсы мүмкіндігін, айдау ұңғымаларын қабылдауды, өндіруші ұңғымаларға судың ертерек серпілуін көрсетті.

KINETIX қабаттың гидравликалық ажырауын модельдеудің жаңа технологиясын қолдана отырып эксперименттік есептеулер жүргізілді, олар қабаттың гидравликалық ажырауын операциясын жүргізу процедурасының егжей-тегжейлі дизайнын жасау, қажетті нәтижеге байланысты технологияны таңдау мүмкіндігін көрсетті.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: бағалау, ұңғымаларды жобалау, ұңғымаларды аяқтау, HydroFrac, EasyFrac.

ASSESSMENT OF TECHNOLOGY IMPLEMENTATION IN THE PROCESS OF DESIGNING AND FINISHING WELLS OF THE PRECASPIAN REGION FIELD

Д. URMANOVA¹, doctoral student, senior researcher, Satbayev University, d.urmanova@satbayev.university

Б. DURMAGAMBETOV^{1,2}, doctoral student, technical manager, KNOС, Satbayev University, b.durmagamбетov@knoc.kz

¹NPJSC "KAZAKH NATIONAL RESEARCH TECHNICAL UNIVERSITY NAMED AFTER K.I. Satpayev" Satbayev University, Republic of Kazakhstan, 050000, Almaty, Satpayev str., 22

²KNOC,

Republic of Kazakhstan, 050000, Almaty, BC Alatau Grand, str. Timiryazeva, 28B, office 708

This article highlights the results of the assessment of the introduction of technologies in the process of designing and completing wells of an oil field in the Caspian region in Western Kazakhstan. The main results of calculations of hydraulic fracturing modeling methods for different proppant permeabilities are indicated, the change in productivity in depth with different methods of hydraulic fracturing modeling is analyzed. A model has been created to analyze the sensitivity of hydraulic fracturing modeling. A new geological model of the deposit has been created, which takes into account the data of new wells drilled in 2019-2020, an updated petrophysical interpretation, an updated seismic interpretation and attribute analysis, an updated vision of the allocation of sand bodies of the reservoir. Comparative experimental dynamic calculations of hydraulic fracturing modeling methods using the EasyFrac plug-in and the HydroFrac well completion method have been carried out. Under the same initial conditions, the EasyFrac plug-in demonstrated the best possibility of liquid extraction, the pick-up of injection wells, and an earlier breakthrough of water into the producing well.

Experimental calculations were carried out using the new KINETIX hydraulic fracturing modeling technology, which demonstrated the possibility of creating a detailed design of the procedure for hydraulic fracturing operations, the selection of technology depending on the desired result.

KEY WORDS: evaluation, well design, Well completion, HydroFrac, EasyFrac.

Введение. Гидравлический разрыв пласта обычно используется для улучшения проницаемости углеводородных или геотермальных коллекторов путем дальнейшего вскрытия и распространения существующих трещин и путем создания новых трещин для формирования связанных сетей в качестве эффективных путей движения жидкости [1]. Стимулирование пласта искусственным гидроразрывом пласта началось еще в 1860-х гг. стало стандартной практикой в промышленности в конце 1940-х гг., когда вошел в употребление термин «гидроразрыв пласта» [2]. Базовая теория о том, как давление жидкости влияет на разрыв пласта, была разработана одновременно с использованием концепции эффективных напряжений [3]. Затем вскоре появилось понимание, что естественно повышенное давление жидкости также может вызывать образование гидравлических разрывов [4–8].

Для моделирования операций гидроразрыва пласта в 2018 – 2019 гг. компанией Шлюмберже использован плагин EasyFrac. Было принято решение заменить использование плагина EasyFrac на встроенную в PETREL опцию заканчивания в скважинах Hydraulic Fracture (HydroFrac). Для начала были проанализированы основные отличия этих двух методов моделирования.

EasyFrac создает дополнительное соединение в ячейках для скважин с трещинами ГРП, через которые проходит трещина. Для пласта с естественным разрывом, если суммарное давление превышает дифференциальное напряжение, все естественные трещины будут расширяться. Для пласта с ненатуральным разрывом, если суммарное давление превышает сумму растягивающих напряжений и дифференциальных напряжений, на главном гидроразрыве произойдет разветвление трещины. [9] Расчет коэффициента соединения основан на геометрических параметрах трещины,

проницаемости породы и проппанта, а также с учетом эффектов «штуцирования» (происходит, когда приток к крыльям трещины намного превышает возможность транспортировки трещины). В случае «штуцирования» отток из центральной ячейки должен быть намного больше, чем отток из ячеек на конце крыльев трещины; это определяется в терминах коэффициента раскрытия CF в каждой ячейке. Кроме того, плагин позволяет создавать и экспортировать ключевые слова ECLIPSE, которые отвечают за снижение продуктивности скважины с течением времени (уменьшение воздействия гидроразрыва пласта) или за увеличение приемистости нагнетательных скважин в случае, если забойное давление превышает давления гидроразрыва (WINJMULТ - автоматический гидроразрыв пласта в нагнетательных скважинах).

Количественная характеристика характера распространения и морфологии гидравлических разрывов имеет решающее значение для контроля и оптимизации последствий гидроразрыва пласта [10]. Опция заканчивания HydroFrac моделирует эффекты гидроразрыва пласта путем модифицирования коэффициентов соединения для ячеек сетки модели, затронутых трещиной, и проницаемость. Для всех ячеек сетки, затронутых трещиной, создаются модифицированные межблочные проводимости. Этот способ моделирования ГРП также имеет опцию использования корреляции сопоставления с мелкомасштабным разрешением сетки с локальным измельчением, которая изменяет индекс продуктивности скважины и проницаемость с использованием отрицательного скин-фактора. Таким образом происходит приближение к характеристикам однофазного притока.

Создана простая модель, на которой тестировались чувствительность разных опций моделирования гидроразрыва к различным характеристикам трещины. Всесторонние и точные знания о механических свойствах горных пород облегчают оптимизацию производительности бурения и проектирование гидроразрыва пласта (ГРП), а также снижают риск возникновения проблем, связанных со стволом скважины [11]. На *рисунке 1* представлена модель с расположенными в углах 4 добывающими скважинпит, каждая из которых при расчетах учитывалась как четверть добывающей скважины и одной нагнетательной скважины. Таким образом, соотношение добывающая / нагнетательная 1:1. Размер ячеек сетки по x, y, z направлениям 10 м × 10 м × 0,45 м. Количество ячеек – 58 × 58 × 31. Гомогенная по латерали пористость увеличивалась с глубиной с целью воспроизвести влияние изменения пористости на продуктивность скважины с гидроразрывом. Проницаемость рассчитывалась из пористости, остаточная водонасыщенность постоянна и равна 0,4, примерно средней по продуктивной части месторождения. Относительные фазовые проницаемости, сжимаемость, свойства нефти, газа и воды приняты такие же, как по горизонту J-XI.

Условия работы скважин: забойные давления для добывающих скважин 80 атм; забойное давление нагнетательной скважины 450 атм. Результаты количественного анализа показывают, что общая длина гидроразрывов уменьшается с уменьшением расстояния между скважинами, а общий объем гидроразрывов увеличивается с уменьшением расстояния между скважинами [12].

Для анализа чувствительности использованы 4 вариации проницаемости проппанта в трещине гидроразрыва: 100 Д, 300 Д, 500 Д и 700 Д. Направление азимута

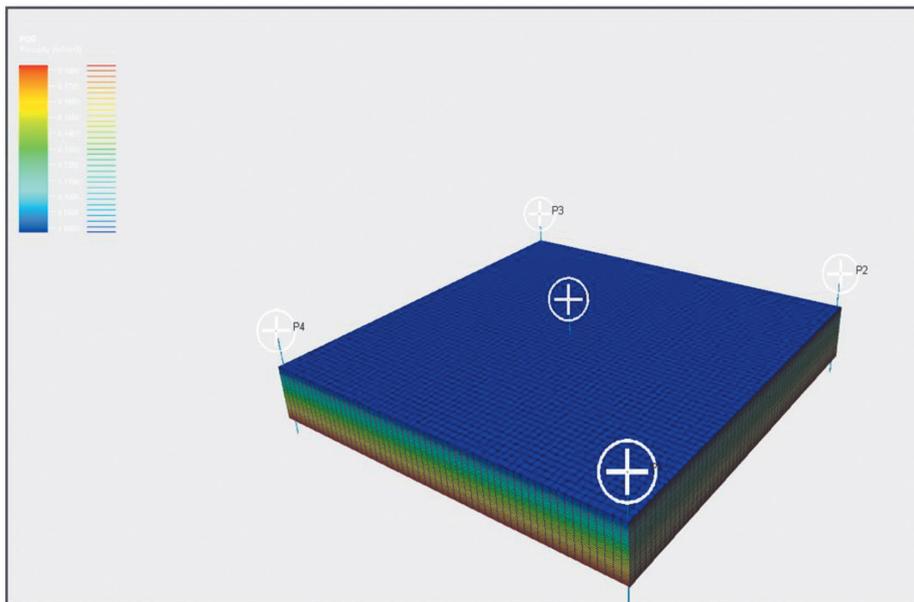


Рисунок 1 - Модель, созданная для анализа чувствительности моделирования ГРП

распространения трещины - 0° и 90° . Расчеты выполнены с плагином EasyFrac, методом заканчивания HydroFrac, а также с использованием корреляций, существующих как опция в заканчивании HydroFrac. Параметры раскрытости трещины, высоты и полудлины/длины трещины для всех вариантов приняты одинаковыми. Таким образом исследовалась чувствительность к методу моделирования при различных проницаемостях пропанта.

Представлены изменения продуктивности в скважине в зависимости от различных методов моделирования и проницаемости пропанта.

Далее на *рисунках 2-5* и в *таблице 1* проведен анализ результатов расчетов, на основе которых сделаны следующие выводы:

- добыча жидкости при использовании плагина EasyFrac гораздо выше чем при способе моделирования HydroFrac;
- добыча воды при использовании плагина EasyFrac гораздо выше чем при способе моделирования HydroFrac;
- добыча нефти при использовании плагина EasyFrac гораздо выше чем при способе моделирования HydroFrac;
- показатели работы скважин с использованием корреляций и без них для способа моделирования HydroFrac практически одинаковые;
- с увеличением проницаемости пропанта при способе моделирования EasyFrac накопленная добыча воды увеличивается на 20%;
- с увеличением проницаемости пропанта при способе моделирования HydroFrac накопленная добыча нефти увеличивается на 5%;
- с увеличением проницаемости пропанта при способе моделирования HydroFrac с корреляциями никаких изменений не происходит.

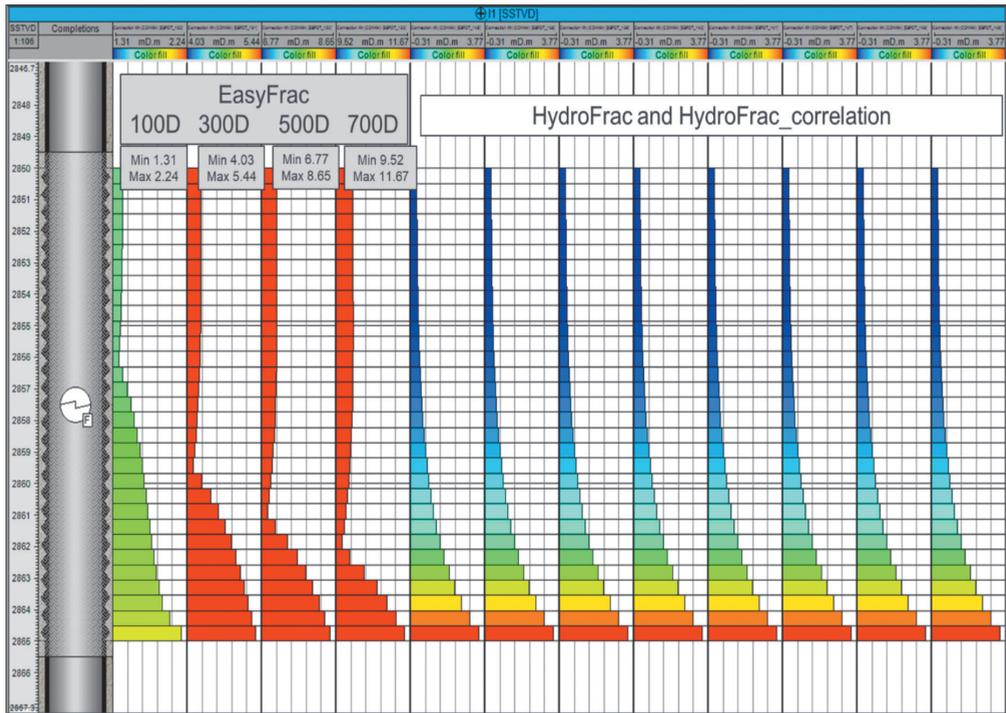


Рисунок 2 - Изменение продуктивности по глубине при разных методах моделирования ГРП



Рисунок 3 - Накопленные добычи жидкости с различными проницаемостями пропанта для моделирования ГРП с помощью плагина EasyFrac



Рисунок 4 - Накопленные добычи жидкости с различными проницаемостями пропанта для моделирования ГРП с помощью заканчивания HydroFrac

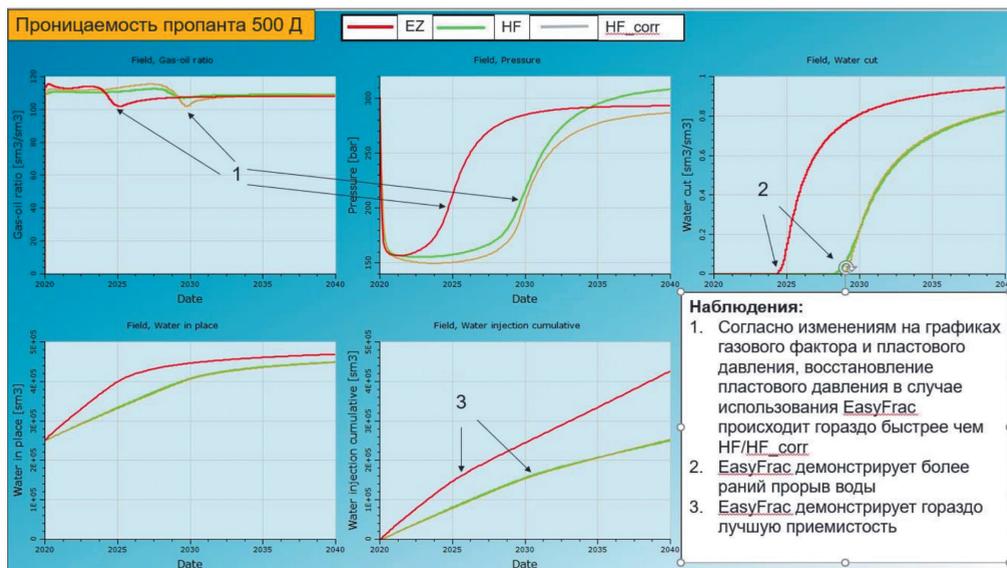


Рисунок 5 - Анализ изменения параметров работы скважин при различных методах моделирования ГРП

Таблица 1 – Основные результаты расчетов способов моделирования ГРП при различных проницаемостях пропанта

Метод моделирования ГРП	Проницаемость пропанта	Накопленная добыча жидкости	Накопленная добыча нефти	Накопленная добыча воды
EasyFrac	100 Д	3.5e+05 м ³	1.7e+05 м ³	1.8e+05 м ³
	700 Д	3.8e+05 м ³		2.2e+05 м ³
HydroFrac	100 Д	1.9e+05 м ³	1.5e+05 м ³	0.4e+05 м ³
	700 Д	2.1e+05 м ³	1.5e+05 м ³	0.6e+05 м ³
HydroFrac с корреляциями	Все варианты	2.1e+05 м ³	1.5e+05 м ³	0.5e+05 м ³

Материалы и методы исследования. В качестве технологии проектирования заканчивания скважин применен плагин компании Шлюмберже Кинетикс (KINETIX), позволяющий максимально эффективно оптимизировать дизайн и технологию проведения процедуры гидроразрыва пласта. Проведены расчеты чувствительности производительности скважины в зависимости от дизайна ГРП. Kinetix позволяет детально смоделировать гидроразрыв. В реальных условиях на месторождении, гидроразрыв выполняется в 2 этапа: создание трещины и удержание этой трещины в раскрытом состоянии используя пропант. Для анализа чувствительности гидроразрыва, мы использовали следующие варьируемые параметры: объем закаченной воды и скорость закачивания воды/пропанта.

В будущем, для более углубленного анализа, рекомендуется провести анализ чувствительности, используя большее количество параметров.

Пошаговый процесс описан ниже:

Выбор секторной модели;

Моделирование скважин;

Моделирование гидроразрывов;

Создание сценариев;

Анализ результатов.

Выбор секторной модели. Часть модели J-XI горизонты, где скважины отсутствуют, выбрана в качестве секторной модели (рисунки б).



Рисунок 6 - Выделенная серым часть выбрана для создания секторной модели

Моделирование скважин. Были созданы две скважины добывающая (далее как Well2), нагнетательная (далее как Well1) (рисунок 7).

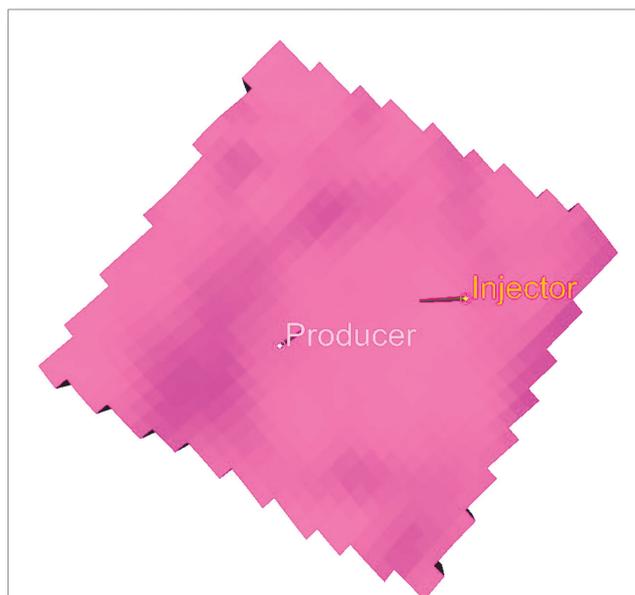


Рисунок 7 - Добывающая и нагнетательная скважины на секторной модели

Скважины проперфорированы в зоне с ненулевой пористостью. Данный регион в среднем имел свойства пласта лучше, чем остальная часть горизонта, где расположен действующий фонд скважин. Стоит отметить, что месторождение характери-

зается низкой связанностью коллектора, особенно в вышележащих горизонтах, что является одной из основных причин, наряду с низкой проницаемостью коллектора, необходимости применения операций гидроразрыва пласта. Поэтому, мы решили ухудшить свойства таким образом, чтобы статистически свойства были схожи с наиболее проблематичными для добычи частями горизонта. Используя свойства активная/неактивная ячейка - ACTNUM, на *рисунке 8* продемонстрирована разобщенность коллектора вокруг добывающей скважины. Именно в таких случаях, гидроразрыв пласта необходимая процедура для получения добычи.

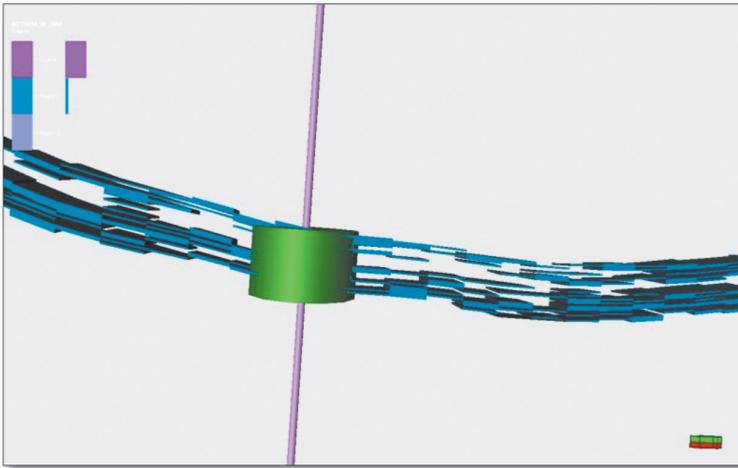


Рисунок 8 - Активные ячейки секторной модели около скважины Well2

Используя Kinetix, мы можем смоделировать все этапы подготовки к гидроразрыву. Для начала моделирования, мы решили воспользоваться дизайном ГРП скважины 223. На *рисунке 9* приведен пример дизайна моделирования этапов гидроразрыва.

Define pumping schedules

Select stage: Stage 1

Copy from: Generate pump steps

Step name	Pump rate (m³/d)	Fluid name	Fluid volume (m³)	Proppant	Prop. conc. (kg/PA)	Prop. mass (kg)	Slurry volume (m³)	Pump time (min)	Step type
1 - Pad	3.18	YF139Fm0 - M1171627, J.	85.80	None	0.00	0.00	85.80	36.75	Pad
2 - 1 PPA	3.18	YF139Fm0 - M1171627, J.	5.00	BoPmp 2040	119.83	606.13	6.19	1.83	Slurry
3 - 2 PPA	3.18	YF139Fm0 - M1171627, J.	12.00	BoPmp 2040	238.65	2876.83	12.83	4.07	Slurry
4 - 280.40 kg/PA	3.18	YF139Fm0 - M1171627, J.	18.00	BoPmp 1620	359.48	6470.63	20.13	6.33	Slurry
5 - 475.11 kg/PA	3.18	YF139Fm0 - M1171627, J.	20.00	BoPmp 1620	479.31	8936.11	21.15	7.28	Slurry
6 - 559.13 kg/PA	3.18	YF139Fm0 - M1171627, J.	20.00	BoPmp 1620	559.13	11982.64	23.84	7.83	Slurry
7 - 718.98 kg/PA	3.18	YF139Fm0 - M1171627, J.	22.00	BoPmp 1620	718.98	15811.89	27.20	8.85	Slurry
8 - 838.78 kg/PA	3.18	YF139Fm0 - M1171627, J.	18.00	BoPmp 1620	838.78	15481.77	19.14	6.02	Slurry

Total	Fluid volume (m³)	Prop mass (kg)	Slurry volume (m³)	Pump time (min)	% Pad clean	% Pad dirty
Total	197.00	59913.21	216.69	62.18	63.00 %	37.00 %

Step name	Pump rate (m³/d)	Fluid name	Flush to depth (m)	Flush volume (m³)	Underbalance volume (m³)	Flush time (min)
Flush	3.18	OP 110	2092.02	11.00	0.00	4.04

Apply to all stages [Apply] [OK] [Cancel]

Рисунок 9 - Этапы гидроразрыва скважины 223, описанные с помощью Kinetix

Kinetix моделирует трещину детальным образом, в результате чего автоматически создаёт неструктурированную сетку, позволяющую максимально точно описать геометрию и свойства трещины. На *рисунках 10, 11* показан пример созданной сетки и трещин. Заметим, что трещина смоделирована мелкими ячейками для учета направления, формы и распределения свойств вдоль нее. Свойства остальных ячеек создаются путем апскейлинга свойств секторной модели обычного грида на неструктурированную сетку. Важно помнить, что из-за резкой разницы между значениями свойства в трещине и «матрице», возможны проблемы со сходимостью решений уравнений во время симуляции в INTERSECT (IX). А также, надо тщательно продумать вертикальную резолуцию неструктурированной сетки, т.к. от этого зависит насколько успешно будут распространены свойства из модели пласта на неструктурированную сетку. С увеличением гидравлического давления распространение трещин ускорится, в то время как связность моделей сети трещин уменьшается [13].

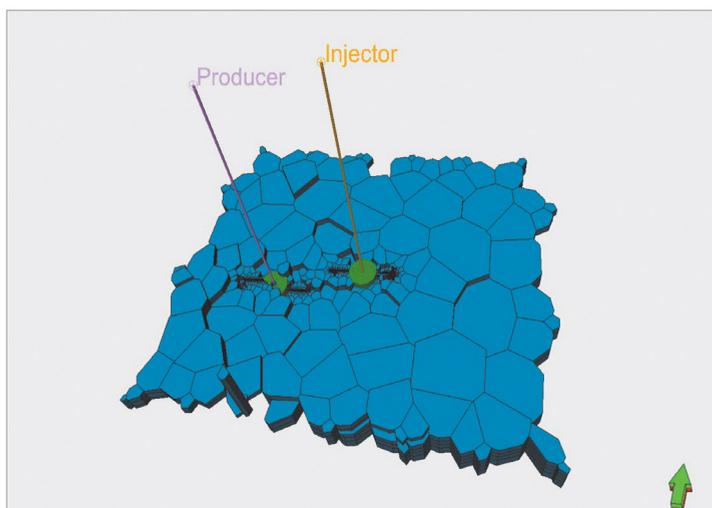


Рисунок 10 - Неструктурированная сетка автоматически созданная Kinetix

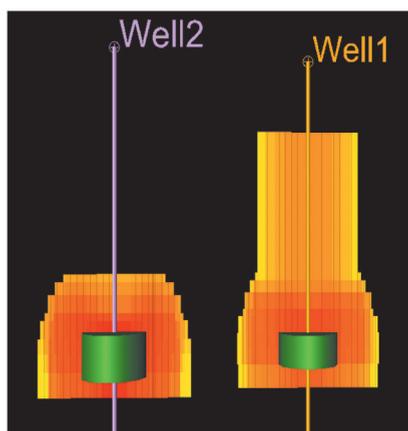


Рисунок 11 - Пример созданных трещин

Создание сценариев.

Условия работы скважин:

- Well2 (producer-добывающая):
 - Контроль: дебит жидкости=20 м³/сут
 - Лимит: забойное давление=20 атм (минимальное)
- Well1 (injector-нагнетательная):
 - Контроль: закачка воды=20 м³/сут
 - Лимит: забойное давление=450 атм (максимальное)

В *таблице 2* ниже приведены 3 сценария гидроразрыва, где как уже упоминалось, изменяется объем закаченной воды и скорость закачивания.

Таблица 2 – Сценарии гидроразрыва

Сценарий	Объем изначально закаченной воды, м ³	Скорость закачивания воды\пропанта, м ³ /мин
1 (Inj_1_2_7)	28	2.7
2 (Inj_1_3_2)	28	3.2
3 (Inj_2_2_7)	70	2.7

Результаты и обсуждение. На *рисунке 12* представлены накопленные добычи жидкости и нефти по трем сценариям закачки воды. Сценарий с изначально больше закаченной водой имеет наибольшую добычу по жидкости и нефти. После него по очередности идут сценарии 2 с большей скоростью закачки и сценарий 1, соответственно, с меньшей скоростью закачки.

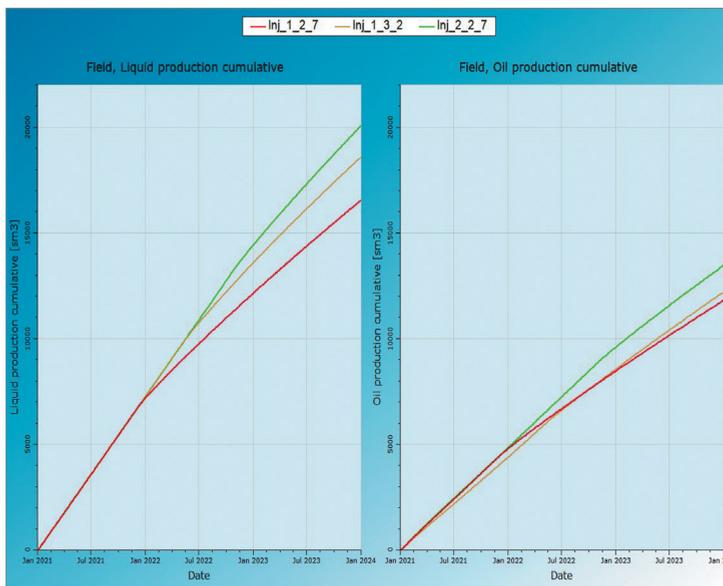


Рисунок 12 - Накопленная добыча жидкости и нефти

На *рисунке 13* продемонстрировано, что сценарий 3 держит полку по добыче жидкости дольше чем остальные сценарии. На графике дебита нефти видна осцилляция, которая объясняется несходимостью/нестабильностью расчетов систем уравнений. Для такого рода динамических расчетов с высоким разрешением сетки грида, тем более неструктурированного, значительным изменением объемов и свойства рядом расположенных ячеек необходимо использовать мощные инструменты и программные продукты такие как INTERSECT (IX). Осуществимость модели гидравлического разрыва пласта проверяется путем рассмотрения закона распространения трещины при различных разностях основных напряжений [14]. Рекомендуется уделить особое внимание проверке конфигурации модели с трещиной, подбору количества зон, которые используются при апскелинге, провести предварительную серию расчетов для получения максимальной стабильности. В условиях различных полей напряжений и сбросов жидкости для гидроразрыва контролирующее влияние слоя на гидроразрыв пласта тесно связано с параметрами гидроразрыва [15].

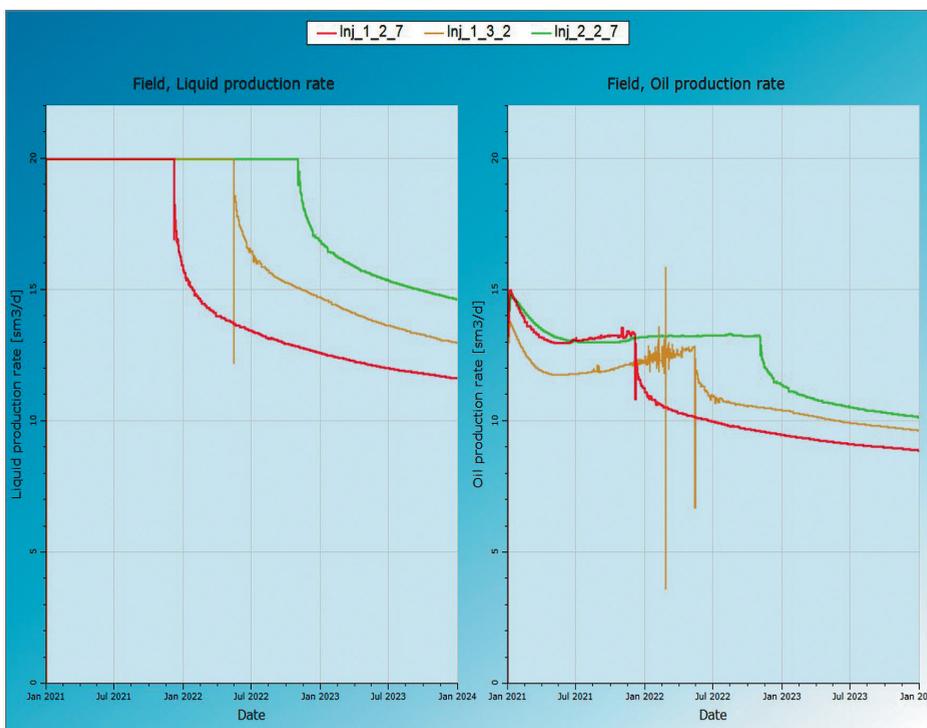


Рисунок 13 - Дебит жидкости и нефти

На *рисунке 14* забойное давление полностью согласовывается с дебитами жидкости. Сценарий 3 может держать полку по добыче жидкости дольше, соответственно минимальное забойное давление в 60 атм достигается позже. Аналогичное объяснение применимо и для других сценариев. Для нагнетательной скважины, забойное давление растет медленнее если свойства пласта позволяют это. Этим и объясняется медленное увеличение забойного давления для сценария 3, по срав-

нению со сценариями 1 и 2. Ни в каком из этих сценариев не наблюдается достижение максимально дозволённого давления на забое в 450 атм, соответственно все могут нагнетать 20 м³/сут воды.

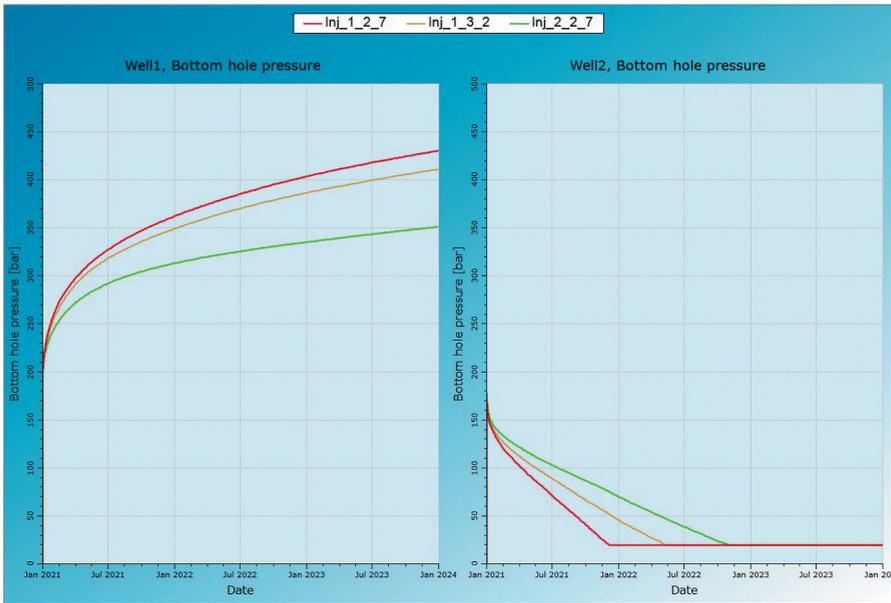


Рисунок 14 - Забойное давление нагнетательной (слева) и добывающей скважин (справа)

Заключение. Создана новая геологическая модель месторождения, которая учитывает данные новых пробуренных скважин 2019 – 2020 гг., обновленную петрофизическую интерпретацию, уточненную сейсмическую интерпретацию и атрибутный анализ, обновленное видение выделения песчаных тел коллектора. Проведены сравнительные экспериментальные динамические расчеты способов моделирования гидроразрыва пласта с помощью плагина EasyFrac и способа заканчивания в скважинах HydroFrac.

Выводы. При одинаковых исходных условиях плагин EasyFrac продемонстрировал лучшую возможность добычи жидкости, приемистость нагнетательных скважин, более ранний прорыв воды в добывающую скважины. Проведены экспериментальные расчеты с использованием новой технологии моделирования гидроразрыва пласта KINETIX, которые продемонстрировали возможность создания детального дизайна процедуры проведения операции ГРП, подбора технологии в зависимости от желаемого результата. 🌐

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Montgomery C., Smith M. Hydraulic fracturing: history of an enduring technology // Journal of Petroleum Technology.- 2010. - N 62. – P. 26–40.
- 2 Gehne S., Benson P. Permeability enhancement through hydraulic fracturing: laboratory measurements combining a 3D printed jacket and pore fluid over-pressure// Scientific Reports 9. – 2019. – P. 12573.

- 3 Guerriero V., Mazzoli S. Theory of effective stress in soil and rock and implications for fracturing processes: a review // *Geosciences*. – 2021. – N 11. – P. 119.
- 4 Engelder T., Lacazette A. Natural hydraulic fracturing. In *Rock Joints* (eds N Barton and O Stephansson). – Rotterdam, 1990. – P. 35–44.
- 5 Cox S. Antitaxial crack-seal vein microstructures and their relationship to displacement paths // *Journal of Structural Geology* - 1987.- N 9. – P. 779–877.
- 6 Sibson R.H. Brecciation processes in fault zones: inferences from earth-quake rupturing // *Pure and Applied Geophysics*. – 1986. – N 124. – P. 159–75.
- 7 Hubbert M., Rubey W. Role of fluid pressure in mechanics of overthrust faulting: I. Mechanics of fluid-filled porous solids and its application to overthrust faulting // *Geological Society of America Bulletin*. – 1959. – N 70.- P. 115–66.
- 8 Hubbert M. Mechanical basis for certain familiar geologic structures // *Geological Society of America Bulletin*. – 1951. – N 62. – P. 355–72.
- 9 Weng D., Riped L., Lei Q., Ding Y., Lu Y., Yang Z., Li B. Oilfield Improve oil production using blocking and TSO Fracturing in ultra low permeability reservoir// *China*. – 2012. DOI:10.2118/149832-MS
- 10 Nana L., Yongliang W. Deflection of Hydraulic Fractures and Shear Stress Disturbance Considering Thermal Effects: A Numerical Case Study // *Energies*. - 2022. - N 15. – P. 15. <https://doi.org/10.3390/en15134888>
- 11 Osama S., Ahmed F. I., Salaheldin E. Estimation of rocks' failure parameters from drilling data by using artificial neural network // *Scientific Reports*. – 2023. <https://doi.org/10.1038/s41598-023-30092-2>
- 12 Yongliang W., Nana L. Dynamic Propagation and Shear Stress Disturbance of Multiple Hydraulic Fractures: Numerical Cases Study via Multi-Well Hydrofracturing Model with Varying Adjacent Spacings // *Energies*. - 2022.- – N 15.- 4621. – P.17. <https://doi.org/10.3390/en15134621>
- 13 Lanfu L., Zhicong L., Jiangyu W., Liyuan Y., Shuchen L., Richeng L. Effect of chemical corrosion on propagation of complex fracture networks under different hydraulic pressures in enhanced geothermal systems // *Geomech. Geophys. Geo-energ. Geo-resour.* - 2023.- P. 31. <https://doi.org/10.1007/s40948-023-00543-1>
- 14 Wendong Y., Xianxian L., Lige W., Di P., Xizhong C. DEM–CFD coupling method for modelling two-hole synchronous hydraulic fracturing // *Geomech. Geophys. Geo-energ. Geo-resour.* – 2023. – P. 17. <https://doi.org/10.1007/s40948-023-00556-w>
- 15 Laisheng H., Bo L., Bo W., Junxiang Z. Effects of coal bedding dip angle on hydraulic fracturing crack propagation// *Geomech. Geophys. Geo-energ. Geo-resour.* - 2023. – P. 23. <https://doi.org/10.1007/s40948-023-00562-y>