

# Использование геологической модели и подсчета запасов при проектировании вариантов гидроразрыва пласта

А.Ф. Сафаров  
инженер<sup>1</sup>  
safarov@tatnipi.ru

<sup>1</sup>ТатНИПИнефть ОАО «Татнефть»,  
Бугульма, Россия

**В статье проведен анализ и даны рекомендации по проведению кислотного гидроразрыва пласта в карбонатных отложениях башкирского яруса каменноугольной системы. В карбонатных отложениях отмечается естественная трещиноватость, что усложняет разработку залежей. В этой связи использован анализ по характеру распределения трещин на основе комплексной интерпретации материалов аэрокосмогеологических, морфоструктурных исследований, геофизических исследований скважин, построена 3D геологическая модель и подсчитаны остаточные извлекаемые запасы нефти участка работ.**

## Материалы и методы

3D геологическая модель, подсчет остаточных извлекаемых запасов на геологической модели, аэрокосмогеологические исследования, морфоструктурные исследования, интерпретация данных геофизических исследований скважин, экономическая оценка предлагаемых мероприятий.

## Ключевые слова

гидроразрыв пласта, геологическая модель, естественная трещиноватость, подсчет запасов

В связи с тем, что остаточные кондиционные запасы нефти в песчаных коллекторах нефтяных месторождений Татарстана имеют тенденцию к спаду, все более возрастает роль добычи нефти, залегающей в карбонатных коллекторах. Следовательно, перед компанией ОАО «Татнефть» остро стоит проблема повышения текущей и конечной нефтеотдачи карбонатных резервуаров.

Особый вопрос, который существует при разработке карбонатных коллекторов — трещиноватость. На наш взгляд, одним из наиболее современных и перспективных методов изучения трещиноватости в карбонатных коллекторах — 3D сейсморазведочные работы.

Однако существует часто встречаемая ситуация — отсутствие высокоразрешающей трехмерной сеймики. Авторы столкнулись с данной проблемой при выполнении работы по обоснованию проведения технологии кислотного гидроразрыва пласта (КГРП) с применением пенных и газированных жидкостей на башкирский ярус в скважине №9304Г Ивашкино-Мало-Сулчинского месторождения.

В ходе обоснования была привлечена максимальная информация: построена секторная 3D геологическая модель, подсчитаны остаточные извлекаемые запасы участка, проанализирована работа окружающих скважин, изучена работа [1] по характеру распределения трещиноватости башкирских отложений на основе комплексной интерпретации материалов аэрокосмогеологических, морфоструктурных исследований.

Скважина №9304Г пробурена в нижнюю часть пласта башкирского яруса с восходящим профилем (рис. 1). Большая часть горизонтального ствола (интервал 1140–1220 м), согласно геологической модели, прошла по участку с отсутствием коллекторов и в зоне с системой открытых трещин (рис. 2). В интервале скважины 1020–1140 м, по данным ГИС, отмечаются залеченные битумом каверны и в подчиненном виде залеченные трещины.

На основании проведенного анализа, институт «ТатНИПИнефть» дал следующие

рекомендации НГДУ:

1. Институт «ТатНИПИнефть» отмечает высокие риски при проведении КГРП в скв. №9304Г в виде получения незапланированной продукции.
2. Риски, во-первых, связаны с тем, что длина трещин от нижнего отверстия интервала перфорации при проведении КГРП может быть очень существенной и которая может нижним своим концом проходить через водоносные пропластки (расстояние до ВНК составляет от 14,5 до 17,9 м).
3. Во-вторых, есть риск, что трещины КГРП могут соединиться с естественными трещинами, которые проходят через водоносные пласты башкирских отложений.
4. Скважина №9304Г, по данным комплексной интерпретации материалов аэрокосмогеологических и морфоструктурных исследований, пробурена в зоне максимальной прогнозной трещиноватости.
5. В случае отсутствия других скважин-кандидатов под планируемую операцию, рекомендовано проведение малообъемного ОПЗ в скважине №9304Г в интервале 1020–1140 м. В данном интервале (рис.2) отмечается максимальный контакт с коллекторами, присутствуют залеченные битумом каверны и в подчиненном виде залеченные трещины. В интервале 1140–1220 м по данным ГИС наблюдается система открытых трещин, которые своим концом могут проходить через водоносные пропластки или соединяться с системой трещины, которые своими корнями пересекают зону ВНК.

В работе была проведена экономическая оценка предлагаемых рекомендаций. Дисконтированный поток денежной наличности в расчетном периоде составит 6,9 млн рублей.

По факту, в октябре 2013 г. на скважине №9304Г НГДУ произвели пенно-кислотное ОПЗ в интервале 1140–1220 м горизонтального ствола с использованием соляного

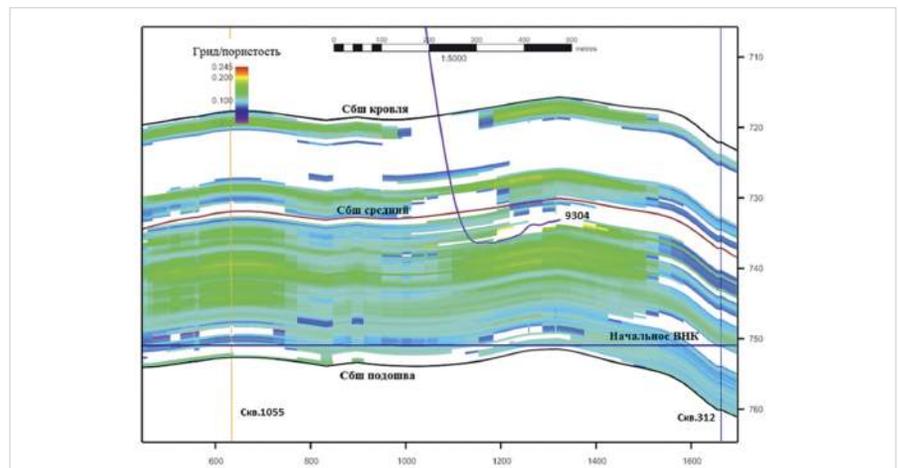


Рис. 1 — Геологический профиль через скважину №9304Г

кислоты в объеме 36 м<sup>3</sup>, пенообразователя с темпом закачки 0,3 м<sup>3</sup>/мин при начальном давлении закачки 25 атм, конечное давление закачки составило 50 атм. Через 2 ч давление в скважине сохранялось и составило 80 атм. Затем скважину освоили свабированием в объеме 79 м<sup>3</sup> и получили в продукции пластовую воду удельным весом 1,161 г/см<sup>3</sup>, рН-5,46, обводненность — 100%. Через месяц провели исследование скважины с использованием УЭГИС, по результатам которого приток жидкости из интервалов открытого ствола: 1125–1155 м (вода и нефть); 1155–1180 м (нефть); 1180–1202 м (вода) (рис. 3). С момента проведения операции пенно-кислотного ОПЗ и на текущий момент (май 2015 г.) скважина работает с дебитом по жидкости 26,4 т/сут и 99,9% обводненности.

Полученный результат показал, что анализ института «ТатНИПнефть» подтвердился. Ввиду того, что на текущий момент скважина №9304Г с точки зрения экономической категории является убыточной, предлагают следующие рекомендации:

1. На глубину 1140 м спустить надувной пакер.
2. Освоить свабированием надпакерную зону в интервале открытого ствола 1020–1140 м.
3. В случае наличия притока нефти по результатам свабирования в надпакерной зоне, спустить водонабухающий пакер на глубину 1140 м.
4. Провести ОПЗ с закачкой малого объема кислоты в интервале горизонтального ствола 1020–1140 м.

#### Итоги

На основании проведенного анализа даны рекомендации по интервалу проведения гидроразрыва пласта в горизонтальной части скважины. По результатам проведения гидроразрыва, авторский подход к определению наиболее подходящего интервала ГРП доказал свою эффективность.

#### Выводы

В ходе обоснования варианта проведения гидроразрыва пласта в карбонатных

отложениях следует учитывать максимальную геолого-промысловую информацию: 3D сейсмические работы, результаты комплексной интерпретации материалов аэрокосмогеологических, морфоструктурных исследований, необходимо строить 3D геологическую модель и считать на ней величину остаточных извлекаемых запасов участка, учитывать работу окружающих скважин. Крайне необходимо проводить экономическую оценку предлагаемых мероприятий.

#### Список используемой литературы

1. Мингазов М.Н., Стриженко А.А., Аношина А.А., Заиров Л.Л. Комплексные аэрокосмогеологические, морфоструктурные исследования по уточнению геологического строения и изучению характера распространения трещиноватости башкирско-верейских отложений Ивашкино-Мало-Сулчинского месторождения. Отчет о научно-исследовательской работе. ТатНИПнефть, 2011, 67 с.

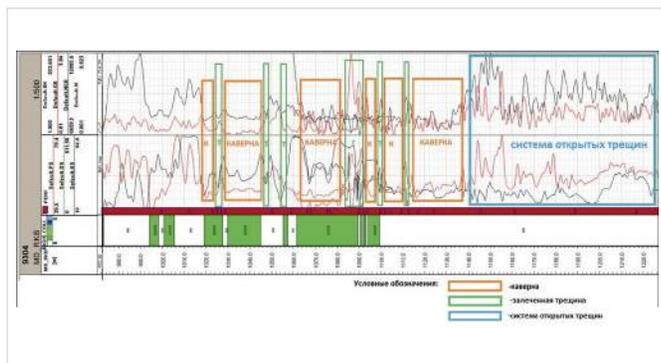


Рис. 2 — Предлагаемая интерпретация ГИС по скважине №9304Г

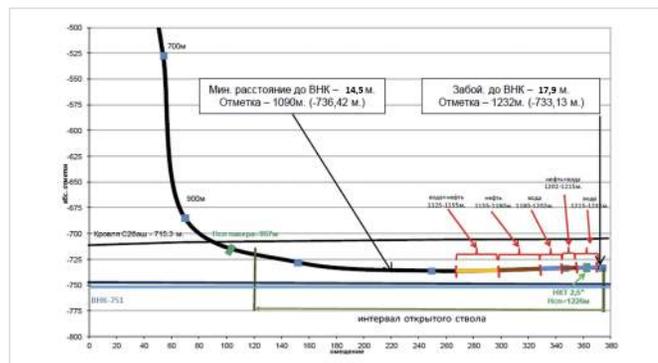


Рис. 3 — Интервалы притока жидкости в скважине №9304Г после проведения ОПЗ

ENGLISH

OIL PRODUCTION

## Use of geological model and stocks calculation at design of options of layer hydraulic fracturing

UDC 622.276

#### Author:

Albert F. Safarov — engineer<sup>1</sup>; [safarov@tatnipi.ru](mailto:safarov@tatnipi.ru)

<sup>1</sup>Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPneft) of the Tatneft JSC, Bugulma, Russian Federation

#### Abstract

In article the analysis was carried out and given recommendations about conducting an acid fracture treatment in carbonate deposits of the carboniferous system Bashkir circle.

The natural jointing that noted in carbonate deposits can be cause of complication during production.

In this regard was used an analysis of nature of cracks distribution based on interpretation of combined materials which are aerospace geological, morphostructural and geophysical researches of wells, was designed the 3D geological model and were counted residual taken oil stocks of a site of works.

#### Materials and methods

3D geological model, calculation of residual taken stocks on geological model, aerospace geological researches, morphostructural researches, interpretation of wells geophysical researches data, an economic assessment of offered actions.

#### Results

It were suggested recommendations about an interval of conducting a HTF in horizontal part of a well. According results of conducted hydraulic fracturing author's approach to definition of the most suitable interval of HTF proved its efficiency.

#### Conclusions

During rationalization of options for conducting HTF in carbonate deposits it is necessary to take account the maximum geological field information — 3D seismic works, interpretation of combined materials (aerospace geological and morphostructural researches). Also it is necessary to create 3D geological model and to calculate on it the amount of pool's residual taken stocks and to take into account the work of nearby wells. It is extremely necessary to carry out an economic assessment of offered actions.

#### Keywords

layer hydraulic fracturing, geological model, natural jointing, calculation of stocks

#### References

1. Mingazov M.N., Strizhenok A.A., Anoshina A.A., Zairov L.L. *Kompleksnye aerokosmogeologicheskie, morfostrukturnye issledovaniya po utochneniyu*

*geologicheskogo stroeniya i izucheniya kharaktera rasprostraneniya treshchinovatosti bashkirsko-vereyksikh otlozheniy Ivashkino-Malo-Sul'chinskogo mestorozhdeniya* [Complex aerospace geological,

morphostructural researches to detailing of geological structure and study of specialty jointing extension of Bashkir-Vereiskian deposits of Ivashkino-Malo-Sulchinsk field]. Research work report. *TatNIPneft*, 2011. 67 p.