

Моделирование упругих характеристик для оптимизации заканчивания горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта

Латыпов И.Д.¹, Надеждин О.В.¹, Шагимарданова Л.Р.¹, Исламов Р.А.¹, Ефимов Д.В.¹, Линд Ю.Б.¹, Марков А.В.^{1,2}

¹ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия, ²ФГБОУ ВО «Башкирский государственный университет», Уфа, Россия

latypovid@bnipi.rosneft.ru

Аннотация

Коллекторы юрских отложений нефтяных месторождений Западной Сибири, относящиеся по литологии и структуре к нетрадиционным, характеризуются низкими значениями пористости и проницаемости. Разработка ведется при помощи горизонтальных скважин (ГС) с многостадийным гидравлическим разрывом пласта (МГРП).

Основными параметрами неопределенности, влияющими на продуктивность ГС с МГРП, являются ориентация азимута и длина горизонтального участка ствола скважины, количество стадий ГРП, геометрия трещин ГРП. Рассматривается планирование ГС с МГРП в низкопроницаемых коллекторах с применением геомеханического моделирования.

Материалы и методы

В работе исследуются связи:

- геомеханических свойств горных пород и стандартного комплекса ГИС;
- полудлины трещины гидроразрыва пласта и массы закачиваемого проппанта на дизайне ГРП, построенном с учетом геомеханической модели;
- продуктивности ГС с МГРП и ее системы заканчивания на гидродинамической модели.

Ключевые слова

многостадийный ГРП, синтетическая коротажная кривая, геомеханические свойства пород, упругие характеристики, геомеханическое моделирование, оптимизации количества стадий ГРП и массы проппанта

Для цитирования

Латыпов И.Д., Надеждин О.В., Шагимарданова Л.Р., Исламов Р.А., Ефимов Д.В., Линд Ю.Б., Марков А.В. Моделирование упругих характеристик для оптимизации заканчивания горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 6. С. 40–44. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-40-44

Поступила в редакцию: 22.09.2022

DESING

UDC 51-74 | Original Paper

Modeling synthetic elastic characteristics to optimize horizontal wells completion with multistage hydraulic fracturing

Latypov I.D.¹, Nadezhdin O.V.¹, Shagimardanova L.R.¹, Islamov R.A.¹, Efimov D.V.¹, Lind Yu.B.¹, Markov A.V.^{1,2}

¹“RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia, ²Bashkir State University, Ufa, Russia

latypovid@bnipi.rosneft.ru

Abstract

Oil reservoirs of Jurassic deposits at Western Siberia oilfields are characterized by low porosity and permeability values. They are being developed using horizontal wells (HW) with further multi-stage hydraulic fracturing (MSHF).

The main uncertainty parameters affecting productivity of HW with MSHF are: wellbore azimuth, number of frac ports, length of wellbore horizontal section, design and geometry of the hydraulic fracture. The authors consider planning HW with MSHF using geomechanical modeling.

Materials and methods

The paper explores the connections between:

- geomechanical properties of rocks and a standard well logging complex;
- the half-length of hydraulic fracture and the mass of injected proppant at HF design built considering the geomechanical model;
- productivity of HW with MSHF and its completion system in hydrodynamic model.

Keywords

multistage hydraulic fracturing, synthetic logging curve, geomechanical properties of rocks, elastic characteristics, geomechanical modeling, optimization of frac ports number and proppant mass

For citation

Latypov I.D., Nadezhdin O.V., Shagimardanova L.R., Islamov R.A., Efimov D.V., Lind Yu.B., Markov A.V. Modeling synthetic elastic characteristics to optimize horizontal wells completion with multistage hydraulic fracturing. Exposition Oil Gas, 2022, issue 6, P. 40–44. (In Russ).

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-40-44

Received: 22.09.2022

Введение

Коллекторы юрских отложений (тюменская свита, баженовская свита) нефтяных месторождений Западной Сибири часто характеризуются низкими значениями пористости и проницаемости. Запасы юрских отложений относятся к трудноизвлекаемым. Тюменская свита образовалась в прибрежно-морских условиях пологих аллювиальных равнин с частой сменой обстановок осадконакопления, вследствие чего ее коллекторы отличаются значительной литологической изменчивостью, представлены чередованием песчаных и алевроитовых пород с прослоями глин.

Разработка данных коллекторов ведется с применением горизонтальных скважин (ГС) с последующей операцией многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП). Это позволяет увеличить объем дренируемых запасов и продуктивность по сравнению с наклонно-направленными скважинами с гидравлическим разрывом пласта (ГРП).

К основным параметрам неопределенности, возникающим при планировании и влияющим на продуктивность ГС с МГРП и в целом на экономическую эффективность добычи нефти, относятся ориентация азимута горизонтального ствола скважины относительно направления регионального напряжения, длина горизонтального участка ствола скважины, количество стадий ГРП, геометрия и проводимость трещин ГРП. В данной статье рассматривается подход к планированию ГС с МГРП для разработки данных коллекторов.

Работа состоит из нескольких этапов:

- моделирование корреляционных зависимостей между исследованиями геомеханических свойств ядра и стандартным комплексом ГИС;
- расчет напряженного состояния породы и проектирование дизайнов ГРП, выявление зависимости полудлины и высоты трещины ГРП от массы закачанного проппанта;
- гидродинамическое моделирование для выбора азимута горизонтального ствола, оптимизации массы проппанта и количества стадий ГРП скважины.

Также представлен корреляционный подход к моделированию упругих свойств на основе стандартного комплекса ГИС, основанный на взаимосвязи упругих свойств с показателями комплекса ГИС через минеральный состав пород. Приведена методика моделирования упругих свойств коллекторов, сложенных различными минералами. Определен комплекс стандартных ГИС, имеющих высокую корреляцию со статическими геомеханическими свойствами пород (модулем Юнга и коэффициентом Пуассона).

Вопросы определения синтетических упругих характеристик на основе имеющегося (часто ограниченного) комплекса ГИС актуальны для задач как сейсмической обработки данных, так и геомеханического моделирования. Однако в условиях недостаточного количества проведенных исследований по определению геомеханических свойств и высокой стоимости проведения специальных ГИС для качественного определения свойств геологического разреза актуальной становится возможность расчета геомеханических свойств пород по данным стандартного комплекса ГИС.

Задача расчета синтетических кривых акустического и плотностного каротажа на основе данных стандартных ГИС

рассматривалась различными исследователями. Так, например, опыт расчета синтетических кривых ГИС представлен в работах [1–2], в которых для подготовки петрофизической основы для выполнения сейсмических расчетов используется подход Rock Physics. Данный подход состоит в подборе параметров известных эмпирических уравнений и принятии синтетических значений в интервалах, где исходные замеры необходимых кривых отсутствуют или искажены в интервалах размыва ствола скважины. Коррекция («синтезирование») показаний акустического каротажа выполняется на основе уравнений Фауста, Залаяева, а показаний плотностного каротажа ГГКп — на основе уравнений Гарднера-Кастаньи.

Алгоритмы подготовки данных ГИС для интеграции в комплексные проекты по интерпретации геолого-геофизических данных для получения синтетических кривых (как акустического каротажа АК, так и ГГКп) предлагаются в работах [3–5]. В обзоре [5] также рассмотрен случай, когда не удается выбрать эталонную скважину, находящуюся непосредственно на участке работ. К одной из особенностей предложенных подходов можно отнести большую трудоемкость при построении литологической колонки и высокий субъективный фактор, а также отсутствие учета влияния глинистости.

Восстановление синтетических каротажных кривых

Уравнения, определяющие зависимость изучаемого (j -го) физического свойства породы ΦC_{nj} от физических свойств ΦC_{ij} ее составляющих и их объемного содержания k_i , как правило, имеют вид [6–7]:

$$\Phi C_{nj} = \sum_i \Phi C_{i,j} k_i^{m_{ij}}, \quad (1)$$

где связующее уравнение (уравнение материального баланса):

$$\sum_i k_i = 1. \quad (2)$$

Показатели m_{ij} описывают характер отклонения зависимости (1) от линейного вида в связи со структурными особенностями изучаемого объекта. На практике при восстановлении зависимостей часто используется линейная зависимость [7].

Нетривиальность задачи (1) заключается в необходимости адаптации параметров петрофизической модели на фактические данные. Задача должна рассматриваться как задача оптимизации, решение которой необходимо искать как минимизацию соответствующей ошибки в условиях ограничений на параметры модели.

Для случая мономинеральной породы (например, песчаника) система уравнений (1)–(2) для искомых кривых ГГКп и АК при условии принятия гипотезы о линейной связи параметров с содержанием минеральных компонентов примет вид:

$$\begin{cases} DT = DT_{песч} \times V_{песч} + DT_{фл} \times V_{фл} \\ \rho = \rho_{песч} \times V_{песч} + \rho_{фл} \times V_{фл} \\ 1 = V_{песч} + V_{фл} \end{cases}, \quad (3)$$

где ρ — кривая плотностного каротажа; DT — кривая акустического каротажа; $V_{песч}$, $V_{фл}$ — объемное содержание скелета породы и флюида соответственно; $\rho_{песч}$, $\rho_{фл}$, $DT_{песч}$, $DT_{фл}$ — физические

свойства соответствующих минеральных компонентов.

Подстановка для основных компонентов значений геофизических характеристик из [6] ($\rho_{песч} = 2,67 \text{ г/см}^3$, $\rho_{фл} = 1,0 \text{ г/см}^3$, $DT_{песч} = 165 \text{ мкс/м}$, $DT_{фл} = 610 \text{ мкс/м}$) в (3) приводит к следующему соотношению:

$$\rho = 3,289 - 0,00375 \times DT. \quad (4)$$

По формуле (4) восстановлена синтетическая кривая плотностного каротажа. Коэффициент детерминации между синтетической и замеренной каротажной кривой $R^2 = 0,79$, среднее квадратичное отклонение $СКО = 0,308 \text{ г/см}^3$.

Система уравнений (1)–(2) для полиминеральной породы, представленной песчаником и глиной, для комплекса АК+ГГКп имеет вид:

$$\begin{cases} DT = DT_{песч} V_{песч} + DT_{фл} V_{фл} + DT_{гк} V_{гк} \\ \rho = \rho_{песч} V_{песч} + \rho_{фл} V_{фл} + \rho_{гк} V_{гк} \\ 1 = V_{песч} + V_{фл} + V_{гк} \end{cases}, \quad (5)$$

где $V_{песч}$, $V_{фл}$, $V_{гк}$ — объемное содержание скелета породы, флюида и глин соответственно; $\rho_{песч}$, $\rho_{фл}$, $\rho_{гк}$, $DT_{песч}$, $DT_{фл}$, $DT_{гк}$ — физические свойства соответствующих минеральных компонентов.

Комплекс нейтронного каротажа и гамма-каротажа (НК+ГК) описывается следующим видом системы уравнений (1)–(2):

$$\begin{cases} aГК = aГК_{песч} V_{песч} + aГК_{фл} V_{фл} + aГК_{гк} V_{гк} \\ aНК = aНК_{песч} V_{песч} + aНК_{фл} V_{фл} + aНК_{гк} V_{гк} \\ 1 = V_{песч} + V_{фл} + V_{гк} \end{cases}, \quad (6)$$

где $aГК$ — кривая двойного разностного параметра гамма-каротажа; $aНК$ — кривая двойного разностного параметра нейтронного каротажа; $aГК_{песч}$, $aГК_{фл}$, $aГК_{гк}$, $aНК_{песч}$, $aНК_{фл}$, $aНК_{гк}$ — характерные значения двойных разностных параметров каротажных кривых для соответствующих минеральных компонентов.

Подстановка характеристик (пересчитанных из характерных значений водородосодержания и естественной радиоактивности из [6–7] для $aГК$ и $aНК$ в песчанике, глине и воде) в уравнения (5) и (6) дает следующие зависимости:

$$\begin{cases} \rho = 0,4668 \times aГК + \\ + 0,5123 \times aНК + 2,1577 \\ DT = 13,4969 \times aГК - \\ - 136,5031 \times aНК + 301,5031 \end{cases}. \quad (7)$$

Применение табличных параметров для восстановления зависимостей не всегда эффективно, поэтому для улучшения сходимости необходима адаптация параметров. Адаптация параметров модели, полученной аналитически, выполняется при условии наличия связи двух комплексов: ГГКп+АК и $aГК$ + $aНК$. На рисунке 1 приведено сравнение модели, полученной на основе регрессионного анализа, и каротажной кривой АК. Коэффициент детерминации $R^2 = 0,76$, среднее квадратическое отклонение $СКО = 31,75 \text{ мкс/м}$.

Применение методики моделирования синтетических упругих характеристик для оптимизации массы проппанта и количества портов на ГС с МГРП

Проектирование дизайна ГРП требует знания, в числе прочего, геомеханических свойств пород, для этого проводились лабораторные исследования керн по определению модуля Юнга и коэффициента Пуассона.

Предварительно подготовленный образец керн устанавливался в камеру трехосного сжатия, далее производилось осевое многостадийное нагружение образца, по линейной части разгрузочной ветви рассчитывались статический модуль Юнга и коэффициент Пуассона.

Экспериментально полученные данные показывают, что статический модуль Юнга варьируется в диапазоне от 10 до 40 ГПа, а коэффициент Пуассона — от 0,1 до 0,25 д. ед.

Скважины рассматриваемого в ходе исследования месторождения характеризуются большим охватом исследованиями стандартного комплекса ГИС, такими как гамма-каротаж (ГК), нейтронный каротаж (НК), боковой каротаж (БК), потенциал самополяризации (ПС). Также есть скважины, на которых проводились исследования кросс-дипольного широкополосного волнового акустического каротажа (АКШ) и ГГКп.

В связи с недостаточным количеством исследований геомеханических свойств на керне важным становится определение способа расчета геомеханических свойств пород из данных стандартного комплекса ГИС.

Разработка корреляционных зависимостей между данными, полученными при исследовании геомеханических свойств керн и стандартным комплексом ГИС, а также расчет геомеханических свойств на выбранных скважинах проводился в следующей последовательности:

- восстановление значений кривых акустического и плотностного каротажа в интервалах разрушенного ствола скважины;
- определение представительной выборки скважин с наиболее полным набором исследований кросс-дипольного акустического и плотностного каротажей, расчет значений динамического модуля Юнга и коэффициента Пуассона;
- расчет зависимостей между динамическим модулем Юнга (или динамическим коэффициентом Пуассона) и стандартным комплексом ГИС по данным опорных скважин на основе нескольких комплексов ГИС и различных методик; определение рейтинга комплекса ГИС и методик, наилучшим образом описывающих данные измеренных кривых ГИС;
- выбор опорных скважин на основе полученных зависимостей, где критериями выбора выступали коэффициент детерминации, среднеквадратическое отклонение, абсолютная ошибка;
- расчет на опорных скважинах зависимости между модулем Юнга (или динамическим коэффициентом Пуассона) и данными стандартного комплекса ГИС на основе рейтинга методик и комплекса ГИС;
- построение корреляций между геомеханическими свойствами пород при статических испытаниях образцов керн и динамических, рассчитанных по данным акустического и плотностного каротажей.

В качестве оптимального входного множества каротажных кривых было выбрано

следующее: нормализованные кривые ГК и НК, нормализованные кривые логарифма каротажа потенциала собственной поляризации ПС и бокового каротажа БК. Был использован метод нормализации средним (Z-нормализация). В данной работе представлены результаты моделирования на основе алгоритмов линейной регрессии.

Отметим, что для построения корреляции «ГИС-керна» рекомендуется использовать исследование геомеханических свойств, проведенные в термобарических условиях пласта. Обязательно перед построением зависимостей необходимо выполнить увязку данных керн и ГИС [8].

Для скважины из опорной выборки был восстановлен синтетический динамический модуль Юнга. Значение коэффициента детерминации между синтетическими и фактическими значениями для скважины $R^2 = 0,69$, среднеквадратическое отклонение $СКО = 3,97$ ГПа.

В силу того, что не на всех скважинах (либо не на всем интервале скважины) рассматриваемого месторождения были выполнены замеры ГК, НК, ПС и БК, синтетические геомеханические параметры для «неполных» участков были восстановлены на основе комплекса $ГК+БК+ДТП+ГГКп$, где ДТП — интервальное время пробега продольной волны.

Одним из факторов, усиливающих неопределенность при построении моделей синтетических кривых, является разрушение ствола скважины. Для разрушенных интервалов ствола необходимо восстановление данных на основе стандартного комплекса ГИС. Применяется два подхода: предварительная корректировка до построения синтетических кривых и построение синтетических кривых, включающие в себя также показания каверномера [9]. Модель с учетом показаний каверномера на рассматриваемом объекте разработки показала лучшее приближение к замеренной кривой, чем без их учета — коэффициент детерминации для

первой модели $R^2 = 0,73$, для второй модели $R^2 = 0,81$. В дальнейшем при расчете геомеханических свойств значения каверномера принимаются соответствующими неразрушенному стволу скважины.

Далее проводится расчет зависимости между геомеханическими свойствами пород при статических испытаниях образцов керн и синтетических динамических свойств, рассчитанных по данным стандартного комплекса ГИС. На рисунке 2 приведены модели «ГИС-керна» для модуля Юнга и коэффициента Пуассона. Для зависимостей, показавших хорошую сходимость между синтетическими динамическими и статическими свойствами, восстановлены статические геомеханические свойства породы.

На основе рассчитанных геомеханических свойств и напряжений горной породы построена 1D геомеханическая модель. Для выбранного интервала проводки горизонтального участка ствола скважины спроектирован дизайн и определены параметры трещин ГРП для различной массы проппанта. Для расчетов использованы параметры по ранее проведенным операциям ГРП на данном объекте разработки:

- эффективность жидкости — 83 %;
- чистое давление (давление остановки насосов за вычетом давления закрытия трещины ГРП) — 25 атм;
- расход — 3,6 м³/мин;
- фракции проппанта — 20/40 и 16/20;
- максимальная концентрация проппанта — 800 кг/м³;
- масса проппанта — 30–80 т на стадию.

В результате моделирования построена зависимость полудлины трещины ГРП от массы закачиваемого проппанта. Необходимо отметить, что в рассматриваемом разрезе трещина активно растет в высоту, а также есть риск оседания проппанта во время смыкания трещины, что накладывает дополнительные ограничения на массу закачиваемого проппанта.

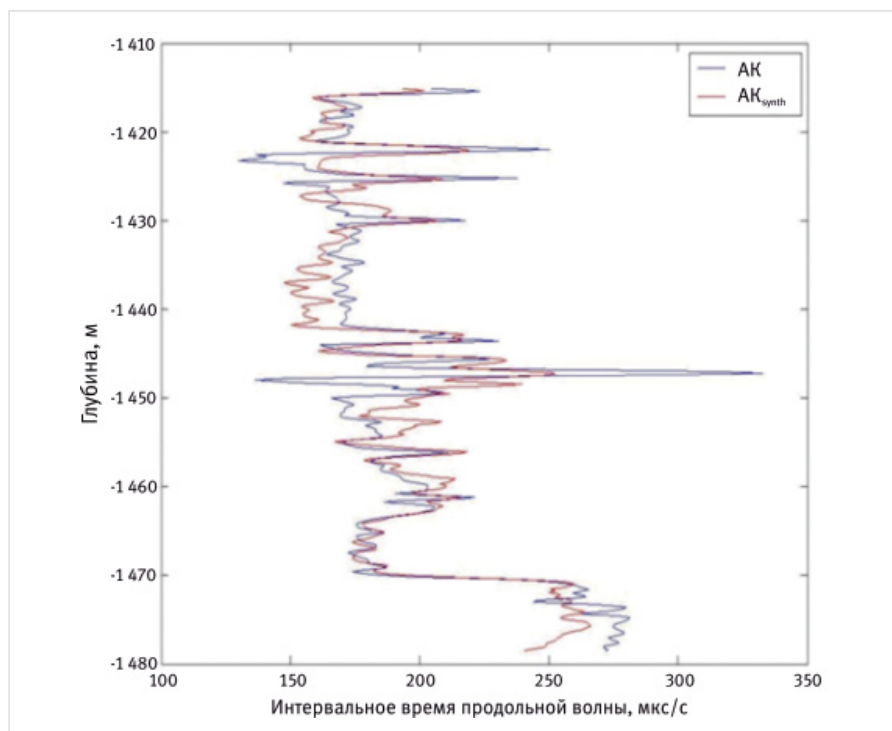


Рис. 1. Сравнение синтетической кривой, полученной на основе регрессионного анализа, и кривой акустического каротажа

Fig. 1. Comparison of synthetic curve obtained on the base of regression analysis with acoustic logging curve

Полученная зависимость полудлины трещины ГРП от массы закачиваемого проппанта использовалась в дальнейшем при расчете оптимальной массы проппанта и количества портов на ГС с МГРП. Согласно [10], направление азимута трещин ГРП принято 335°.

Выбор оптимальной системы заканчивания горизонтальной скважины для участка разработки проводится в следующей последовательности:

- из геологической модели вырезается участок для построения односкважинной секторной модели;
- в гидродинамическом симуляторе ПК «РН-КИМ» строится гидродинамическая секторная модель с непроницаемыми границами; при наличии подошвенной воды к модели подключается аквифер (модель Картера — Трейси);
- трещины ГРП моделируются методом источников, параметры трещин задаются в зависимости от массы проппанта;
- рассматривается два варианта проводки горизонтальной скважины: вдоль и поперек направления регионального напряжения;
- длина горизонтального участка ствола скважины 1 000 м (согласно проектному документу), количество портов ГРП меняется от 5 до 10;
- многовариантные расчеты показателей добычи и экономических показателей выполняются в ПМ «RExLab».

По результатам гидродинамических и экономических расчетов бурение горизонтальных скважин вдоль направления регионального напряжения экономически не эффективно (рис. 3). Скважины необходимо ориентировать поперек направления регионального напряжения. Оптимальная система заканчивания ГС с МГРП согласно расчетам: длина 1 000 м, 5–7 стадий ГРП, 80 т проппанта на стадию.

Предложенная система была фактически реализована на рассмотренном участке разработки (длина горизонтального ствола 1 000 м, 5–6 стадий ГРП, 80–100 т проппанта на стадию) и показала высокую эффективность по сравнению с системами, ориентированными вдоль направления регионального напряжения, реализованными на соседних участках.

Итоги

В статье рассматриваются алгоритмы, позволяющие рассчитать синтетические кривые упругих свойств породы (модуль Юнга, коэффициент Пуассона) на основе ограниченного комплекса ГИС. По результатам верификации получен высокий коэффициент детерминации между синтетическими и фактическими кривыми свойств.

Проведены расчеты зависимости между геомеханическими свойствами пород при статических испытаниях образцов керна и синтетическими динамическими свойствами, рассчитанными по данным стандартного комплекса ГИС. На основе найденных зависимостей, показавших хорошую сходимость между динамическими и статическими свойствами, восстановлены статические геомеханические свойства горной породы. Представлены результаты выбора оптимальной системы заканчивания ГС с МГРП, определены азимут горизонтального участка, количество стадий ГРП и масса проппанта на 1 стадию, обеспечивающие максимальную экономическую эффективность добычи нефти.

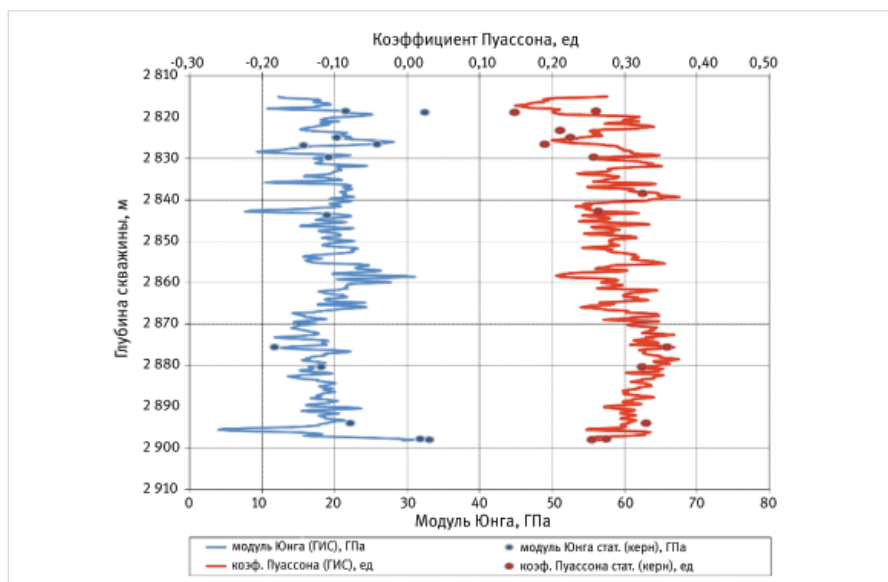


Рис. 2. Зависимость «ГИС-керна» для модуля Юнга и коэффициента Пуассона
Fig. 2. “GIS-Core” dependence for Young modulus and Poisson ratio

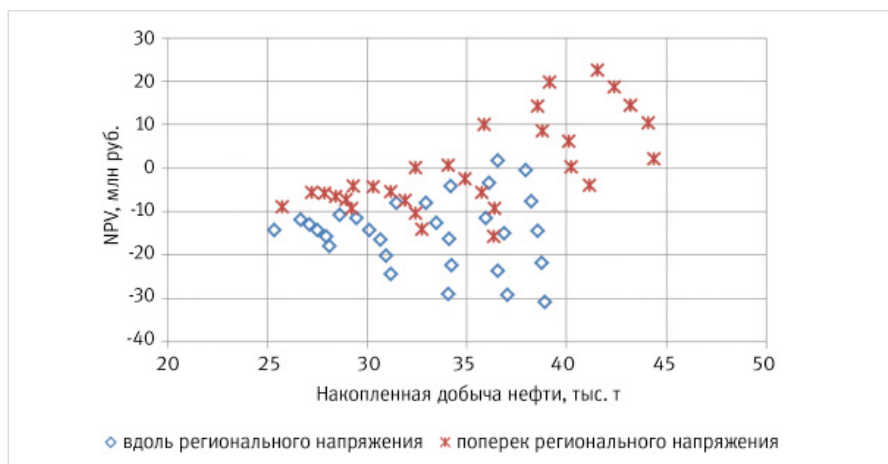


Рис. 3. Результаты расчетов по выбору эффективной системы заканчивания ГС с МГРП
Fig. 3. Results of calculations on the choice of an effective completion system for horizontal wells with multistage hydraulic fracturing

Выполнена верификация предложенного подхода на участке тюменской свиты. Оптимальная система заканчивания ГС с МГРП по своим параметрам соответствует фактической; в то же время на соседнем участке реализована система с ГС с МГРП, пробуренными вдоль регионального напряжения, при этом накопленная добыча нефти за 5 лет ниже более чем на 50 % в сравнении с рассмотренным участком.

Выводы

В работе показана взаимосвязь между геомеханическим моделированием и подбором оптимальной системы заканчивания ГС с МГРП. Предложенный подход отвечает комплексно на вопросы подбора хвостовика ГС, количества фракпортов и массы закачиваемого проппанта, а также эффективно тиражируется на другие нефтяные месторождения Западной Сибири.

Литература

1. Лавренкова Н.В., Некрасова Т.В., Торопов А.С. Создание петрофизической основы для выполнения сейсмической инверсии; подготовка данных и моделирование упругих свойств // Балтийская школа-семинар «Петрофизическое моделирование

- осадочных пород». 2012. 27 с.
2. Федотов С.Л., Копылов М.В., Некрасова Т.В. Роль и значение классической петрофизической интерпретации и современного моделирования RockPhysics в прогнозе свойств коллекторов при помощи методов сейсмических инверсий // Балтийская школа-семинар «Петрофизическое моделирование осадочных пород». 2012. 48 с.
3. Зюбин И.А., Алимбекова А.Р. Опыт подготовки данных ГИС для интеграции в комплексные проекты по интерпретации геолого-геофизических данных // Каротажник. 2013. № 2. С. 9–24.
4. Вахитова Г.Р., Лыцева Т.С. Прогнозирование интервального времени акустического каротажа при ограниченности исходной информации // Каротажник. 2014. № 9. С. 14–19.
5. Куликов В.В. Обзор методик расчета синтезированных кривых акустического и плотностного каротажа, применяемых на месторождениях Самарской области // Балтийская школа-семинар «Петрофизическое моделирование осадочных пород». 2013.
6. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород.

- М.: Недра, 1985. 310 с.
7. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. Москва—Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. 261 с.
 8. Надеждин О.В., Зайруллина Э.И., Ефимов Д.В., Савичев В.И. Алгоритмы автоматической увязки керна и ГИС по глубине в задачах построения петрофизической модели // Сб. материалов Российской технической нефтегазовой конференции SPE по разведке и добыче. 2014. SPE-171202-RUS. 9 с.
 9. Надеждин О.В., Ефимов Д.В., Миникеева Л.Р., Марков А.В. Опыт использования технологий анализа данных при выявлении потерянных производственных зон // Российская нефтегазовая технологическая конференция SPE. Москва. 15–17 октября 2018. SPE-191597. 14 с.
 10. Латыпов И.Д., Исламов Р.А., Сулейманов Д.Д. Геомеханические исследования баженовской свиты // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2013. № 2. С. 20–24.

ENGLISH

Results

The article deals with algorithms allowing to calculate synthetic curves of rock elastic properties (Young's modulus, Poisson's ratio) on the basis of a limited well logging complex. Based on the results of the verification, a high coefficient of determination between synthetic and actual property curves has been obtained.

Calculations of dependence between geomechanical properties of rocks in static tests of core samples and synthetic dynamic properties calculated on the basis of the standard logging complex have been carried out. On the basis of the found dependences showing good convergence between dynamic and static properties, the static geomechanical properties of rocks are restored. The results of choosing the optimal completion system of the hydrocracking system with hydraulic fracturing are presented, the azimuth of the horizontal section, the number of fracturing stages and proppant mass per stage, which ensure the maximum economic efficiency of oil production, are determined.

References

1. Lavrenkova N.V., Nekrasova T.V., Toropov A.S. Creating a petrophysical basis for performing seismic inversion; data preparation and modeling of elastic properties. Baltic School-seminar "Petrophysical modeling of sedimentary rocks", 2012, 27 p. (In Russ).
2. Fedotov S.L., Kopylov M.V., Nekrasova T.V. The role and significance of classical petrophysical interpretation and modern RockPhysics modeling in the prediction of reservoir properties using seismic inversion methods. Baltic School-seminar "Petrophysical modeling of sedimentary rocks", 2012, 48 p. (In Russ).
3. Zyubin I.A., Alimbekova A.R. The experience of preparing well logging data for integration into comprehensive geologic and geophysical data interpretation. Karotazhnik, 2013, issue 2, P. 9–24. (In Russ).
4. Vakhtitova G.R., Lystseva T.S. Forecasting of interval time in sonic logging with a limited input information. Karotazhnik, 2014, issue 9, P. 14–19. (In Russ).
5. Kulikov V.V. Review of methods for calculating synthesized acoustic and density logging curves used in the deposits of the Samara region. Baltic School-seminar "Petrophysical modeling of sedimentary rocks". 2013. (In Russ).
6. Dakhnov V.N. Geophysical methods for determining reservoir properties and oil and gas saturation of rocks. Moscow: Nedra, 1985, 310 p. (In Russ).
7. Petersilie V.I., Poroskun V.I., Yatsenko G.G. Methodological recommendations for calculating geological reserves of oil and gas by the volumetric method. Moscow–Tver: All-Russian research institute of oil geology (VNIIGNI), RPC "Tvergeofizika", 2003, 261 p. (In Russ).
8. Nadezhdin O.V., Zairullina E.I., Efimov D.V., Savichev V.I. Algorithms of automatic core-log depth-shifting in problems of petrophysical model construction. SPE Russian oil and gas exploration & Production technical conference and exhibition. Moscow, 2014 October 14–16 SPE-171202, 9 p. (In Russ).
9. Nadezhdin O.V., Efimov D.V., Minikееva L.R., Markov A.V., Markov A.B. Experience with using data analysis technologies in identification of lost production zones. SPE Russian petroleum technology conference, Moscow, 2018 October 15–17, SPE-191597, 14 p. (In Russ).
10. Latypov I.D., Islamov R.A., Sulejmanov D.D. Geomechanical study of the bаженоv formation. Rosneft Scientific and Technical Bulletin, 2013, issue 2, P. 20–24. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Латыпов Ильяс Дамирович, к.ф.-м.н., старший эксперт, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
Для контактов: latypovid@bnipi.rosneft.ru

Надеждин Олег Владимирович, к.т.н., ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Шагимарданова Ляйсян Ришатовна, главный специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Исламов Ринат Асхатович, старший эксперт, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Ефимов Дмитрий Витальевич, эксперт, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Линд Юлия Борисовна, к.ф.-м.н., ученый секретарь, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Марков Александр Вадимович, главный специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия, ФГБОУ ВО «Башкирский государственный университет», Уфа, Россия

Latypov Ilyas Damirovich, candidate of science in physics and mathematics, senior expert, "RN-BashNIPIneft" LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: latypovid@bnipi.rosneft.ru

Nadezhdin Oleg Vladimirovich, candidate of sciences in technology, "RN-BashNIPIneft" LLC, Ufa, Russia

Shagimardanova Lyasyan Rishatovna, chief specialist, "RN-BashNIPIneft" LLC, Ufa, Russia

Islamov Rinat Askhatovich, senior expert, "RN-BashNIPIneft" LLC, Ufa, Russia

Efimov Dmitrii Vitalevich, expert, "RN-BashNIPIneft" LLC, Ufa, Russia

Lind Yuliya Borisovna, candidate of science in physics and mathematics, academic secretary, "RN-BashNIPIneft" LLC, Ufa, Russia

Markov Aleksandr Vadimovich, chief specialist, "RN-BashNIPIneft" LLC, Bashkir State University, Ufa, Russia