DOI: https://doi.org/10.25689/NP.2022.3.56-67

EDN FFYKUR

УДК 622.276.031.011.43 + 622.276.66

Новый подход в определении ФЕС по фрак-портам горизонтальных скважин на основе данных ГРП в условиях высокой неоднородности

Шевченко Б.С., Акимов А.Г., Зиазев Р.Р. ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

A new approach to defining reservoir properties by frac-ports in horizontal wells based on hydraulic fracturing data under high heterogeneity

B.S. Shevchenko, A.G. Akimov, R.R. Ziazev

LLC «Tyumen Petroleum Research Center», Tyumen, Russia

E-mail: bsshevchenko2@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Переход от наклонно-направленных скважин (ННС) к горизонтальным (ГС) наряду с повышением эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) привел к появлению дополнительных неопределенностей, не свойственных для ННС. В частности, вопрос локализации запасов и неопределенность по распределению фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) при разработке однорядной системой ГС+ГС становится еще более трудоемкой задачей.

Рассмотренный в работе подход позволяет оценить ФЕС и распределение добычи по каждому фрак-порту ГС в отдельности без удорожания проекта разработки, т.е. является альтернативой длительным ГДИС и дорогостоящему ПГИ. Для применения предлагаемого подхода достаточно исходной информации по давлению с забойного манометра, расхода жидкости при проведении ГРП, РVТ свойств пластового флюида, ГФХ коллектора и параметров заканчивания. На основе данных по проведенным ГРП и ГДИС на ННС строятся корреляции: «проницаемость-общие утечки» и «пластовое давление-давление смыкания трещины», по которым оценивается ФЕС коллектора, а так же распределение добычи по каждому фрак-порту в отдельности. Предлагаемый подход универсален и применим на любом нефтяном месторождении, где выполняется ГРП с наличием забойного манометра в компоновке.

© Шевченко Б.С., Акимов А.Г., Зиазев Р.Р., 2022

Ключевые слова: ГРП; распределение ΦEC ; неоднородные пласты; разработка ТРИЗ; ГДИ

Для цитирования: Шевченко Б.С., Акимов А.Г., Зиазев Р.Р. Новый подход в определении ФЕС по фрак-портам горизонтальных скважин на основе данных ГРП в условиях высокой неоднородности// Нефтяная провинция.-2022.-№3(31).-С.56-67. - DOI https:// doi.org/10.25689/NP.2022.3. 56-67. EDN FFYKUR

Abstract. Transition from directional wells to horizontal is not only an efficiency increase of hard-to-extract reserves development, but also additional uncertainties that were not inherent to directional wells. In particular, the challenge of reserves localization and uncertainty in distribution of reservoir properties in a single-row system development become an even more laborious task. The approach considered in the paper makes it possible to evaluate reservoir properties and distribution of production for each frac port of horizontal wells separately without increasing the cost of the development. The developed approach is an alternative to a long-term well testing and well logging, which involve shutting down wells for the period of testing. To apply the proposed approach, downhole pressure gauge data, fluid flow rate during hydraulic fracturing, PVT properties of the reservoir fluid, reservoir characterization and completion parameters are sufficient. Based on output data, the following correlations are constructed: "permeability - total/instant leakoff" and "reservoir pressure - fracture closure pressure", which are used to estimate reservoir properties, as well as distribution of production for each frac-port separately. The proposed approach is universal and applicable to any horizontal wells with hydraulic fracturing and bottomhole pressure gauge in the assembly.

Key words: HPF; reservoir properties distribution; heterogeneous formation; development of hard-to-recover reserves; dynamic well test

For citation: B.S. Shevchenko, A.G. Akimov, R.R. Ziazev Novyj podhod v opredelenii FES po frakportam gorizontal'nyh skvazhin na osnove dannyh GRP v uslovijah vysokoj neodnorodnosti [A new approach to defining reservoir properties by frac-ports in horizontal wells based on hydraulic fracturing data under high]. Neftyanaya Provintsiya, No. 3(31), 2022. pp. 56-67. DOI https://doi.org/10.25689/NP.2022.3. 56-67. EDN FFYKUR (in Russian)

Введение

Поиск оптимальных методов анализа данных, позволяющих оценивать как фильтрационно-емкостные свойства, так и энергетическое состояние объекта до момента ввода скважин со сложным заканчиванием (ГС+МГРП) в эксплуатацию является важной задачей разработки месторождений. Отсутствие исследований приводит к не корректному прогнозированию запускных параметров, настройке ГДМ и распределению ОИЗ.

Оценить распределение ФЕС по портам на сегодняшний день возможно инструментальными подходами и анализом после смыкания трещины [1, 2].

К инструментальным подходам относятся трассерные и промысловые геофизические исследования (ПГИ). Их достоинством является возможность определения доли притока по каждому фрак-порту в отдельности с высокой степенью достоверности. Основными ограничениями данных методов являются высокая стоимость, либо необходимость остановки скважины для подготовительных работ к проведению исследований. Также можно отметить сложность в проведении операций ПГИ по доставке прибора на забой скважины и поддержании устойчивого технологического режима притока. Для трассерных исследований необходим большой объем времени для отбора проб и анализа данных, а также не исключена возможность быстрого выноса трассеров.

Ограничением анализа кривых падения давления в циклах замещения после смыкания трещины ГРП является необходимость остановки скважины на 20-30 дней (~5 суток на одну стадию ГРП в зависимости от ФЕС с целью выхода на радиальный режим), что также приводит к издержкам, связанным с недобытой нефтью [1, 2].

Предлагаемый подход

Разработанный подход является альтернативой длительным исследованиям ГДИС и ПГИ. Исходные данные, необходимые для применения предлагаемого подхода, включают данные забойного манометра, расход жидкости при проведении ГРП, РVТ свойства пластового флюида, ГФХ коллектора и параметров заканчивания. Анализ выполняется в корпоративном ПО РН-ГРИД. На основе выходных данных строятся корреляции: «проницаемость-общие утечки» и «пластовое давление – давление смыкания трещины» (Рис. 1).



Рис. 1. Алгоритм предлагаемого подхода

Основные ограничения и допущения предлагаемого подхода

С целью корректной оценки ФЕС по портам анализируемые скважины должны иметь схожие условия: отношение проницаемой высоты к общей высоте трещины, вязкость рабочего агента (вода, либо линейный гель), прочностные и упругие свойства породы (модуль Юнга, коэффициент Пуассона, параметр Био). При этом не должно быть влияния закачки по предыдущему фрак-порту, а параметры трещин с отчетов ГРП считаются корректными.

Типовая последовательность анализа данных с забойных манометров

Рассмотрим последовательность анализа данных с забойных манометров при ГРП.

На рис. 2 представлен обзорный график замера давления и температуры в процессе МГРП.

Основа выборки — это анализ стадий нагнетательных тестов на воде, либо цикла замещения на линейном геле с продолжительными замерами давления, позволяющие уверенно оценить пластовое давление и гидропроводность.

Интерпретация проводится двумя методами до (Рис. 3) и после (Рис. 4) смыкания трещины.

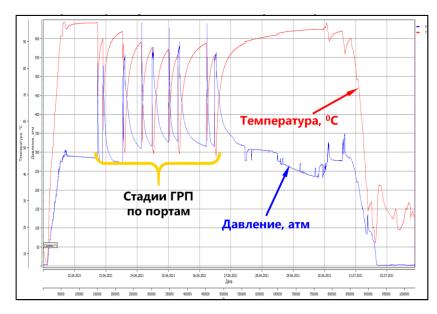


Рис. 2. Обзор замера глубинным манометром в процессе ГРП

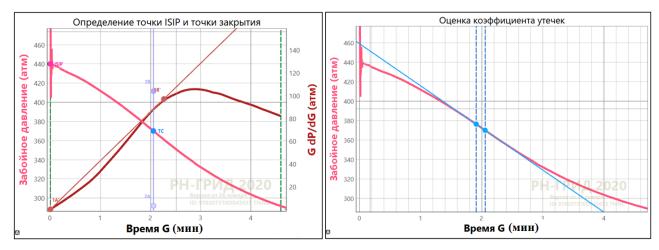


Рис. 3. Методы до смыкания трещины (определение точки ISIP и точки закрытия; оценка коэффициента утечек)

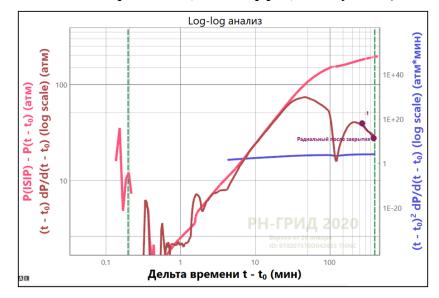


Рис. 4. Метод после смыкания трещины (Log-log анализ).[1-4]

Методами до смыкания трещины (Рис. 3) определяется: давление смыкания трещины, общие и мгновенные утечки жидкости.

Методами после смыкания трещины (Рис. 4) определяются: гидропроводность, проницаемость и пластовое давление в районе влияния трешины ГРП.

Утечки жидкости представляют собой объем жидкости, проходящий через площадь поверхности трещины A за время t. Объем утечек зависит от общего коэффициента фильтрации C_L и величины мгновенных утечек Sp (Puc. 5).

$$\frac{V_{Lost}}{A_L} = 2C_L \sqrt{t} + Sp \tag{1}$$

 Γ де, V_{lost} – объем жидкости;

A_L – площадь поверхности трещины;

С_L – общий объем коэффициента фильтрации;

t — время, за которое объем жидкости проходит через площадь поверхности трещины;

Sp – величина мгновенной утечки.

Мгновенная утечка — это объем жидкости, который проник в коллектор до образования фильтрационной корки [1]. Общий коэффициент C_L определяется суммой действия следующих механизмов: C_I - коэффициент, зависящий от вязкости и фазовой проницаемости фильтрата жидкости разрыва; C_{III} - коэффициент коркообразования, определяющийся по лабораторным тестам; C_{II} - коэффициент, учитывающий свойства коллектора (проницаемость, подвижность и общую сжимаемость).

$$C_{I} = C_{I} + C_{II} + C_{III}$$
 (2)

$$C_{I} = \sqrt{\frac{k_{\phi 1}}{2\mu_{1}}} \Delta p \phi \quad C_{II} = \sqrt{\frac{k_{\phi 2} \phi C_{t}}{\pi \mu_{2}}} \quad C_{III} = \frac{0.0164m}{A}$$
 (3)

Где, $k_{\phi 1}$ – фазовая проницаемость фильтрата жидкости разрыва;

 μ_1 – вязкость фильтрата жидкости;

△р – перепад давления;

 Φ – коэффициент пористости;

 C_t – общая сжимаемость пластовой системы;

 $k_{\phi 2}$ – фазовая проницаемость для пластовой жидкости;

μ₂ – коэффициент динамической вязкости пластовой жидкости;

m – наклон графика объема профильтровавшейся жидкости от корня квадратного времени;

А – площадь фильтрации.

Для стадий замещения на линейном геле, либо нагнетательных тестов на воде при анализе после смыкания трещины C_I относительно постоянная величина, то есть свойства и концентрация рабочей жидкости/геля на этапе проведения всех работ малоизменчивы, а C_{III} оказывает незначительное влияние, в результате, доминирующим механизмом утечек является C_{II} (ФЕС пласта) [3].

По результатам анализа до и после смыкания трещины строятся корреляции «Пластовое давление – давление смыкания»» и «Общие утечки – проницаемость» (Рис. 5).

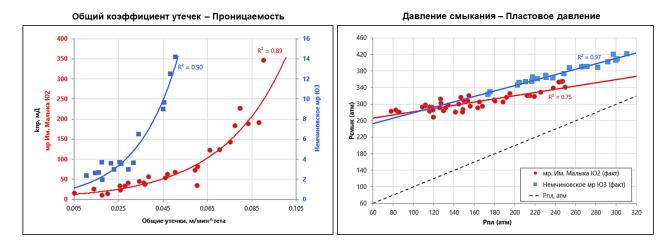


Рис. 5. Корреляции «Пластового давление – давление смыкания» и «Общие утечки – проницаемость»

В формировании статистики участвуют только скважины с достижением псевдорадиального режима. Также на корреляции нанесены данные по фактическим ВНС последнего периода, по графику видно, что данные сопоставимы и имеют незначительные отклонения (см. рис. 5).

Помимо оценки ФЕС пласта на ГС интегрально, данный подход позволяет провести экспресс-оценку ФЕС и распределение добычи по каждому фрак-порту в отдельности, что является возможным только при проведении ПГИ.

$$Q_{ ext{mид}_N_{frac}} = rac{2\pi\varepsilon}{B_o} \cdot Jd \cdot dP$$

 Γ де, $Q_{\text{жид Nfrack}}$ – распределение добычи по фрак-портам;

 ϵ – гидропроводность;

 J_d – безразмерный коэффициент продуктивности;

dP – пластовое давление;

Во-объемный коэффициент.

Для этого на начальном этапе по корреляциям (Рис. 5) определяется пластовое давление и гидропроводность по портам (Рис. 6).

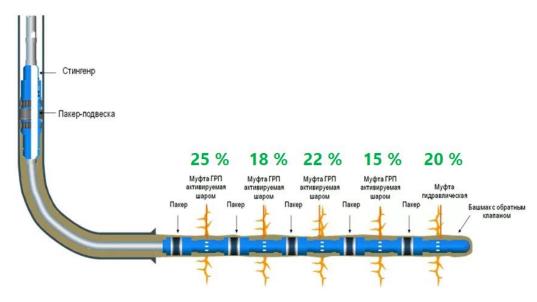


Рис. 6. Пример распределения добычи по фрак портам

Далее определяется безразмерный коэффициент продуктивности Jd, который зависит от площади дренирования трещиной, длины расклиненного объема и скин-фактора.

Скин-фактор пересчитывается на основе полудлины трещины (с отчетов ГРП), проводимости проппантной пачки (статистические данные по проведенным ГДИ, либо на основе лабораторных исследований) и проницаемости согласно зависимости утечек – Кпр.

Следующим шагом оценивается дебит жидкости в интервале порта, и определяется доля притока по отношению к работе всех портов. Результаты распределения добычи и ФЕС по одной из фактических скважин представлены на рис. 7.

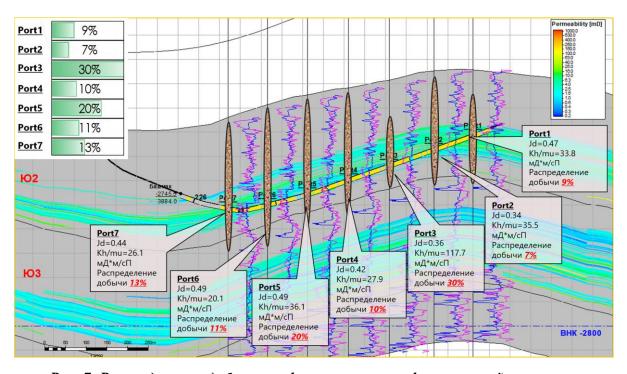


Рис. 7. Распределения добычи по фрак-портам по фактической скважине

Определение распределения добычи позволяет выделить порты с аномальными значениями ФЕС и Рпл, которые могут быть маркерами приобщения нецелевых интервалов. Сравнение полученных значений ФЕС и Рпл с альтернативными методами ГДИ показывает высокую сходимость результатов (85%) (Рис. 8).

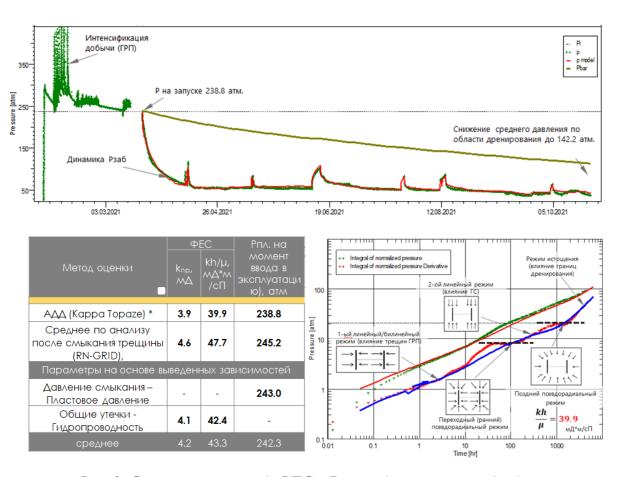


Рис. 8. Сравнение значений ФЕС и Рпл предложенным подходом с анализом динамики добычи

Выводы

Разработанный подход основан на использовании скважинных данных с забойных манометров. Его сходимость с существующими методами составляет 85%, однако в отличие от этих методов он позволяет оценить фильтрационно-емкостные свойства пласта дифференцированно по каждому фрак-порту, а не только интегрально. Предлагаемый подход универсален и применим на любом нефтяном месторождении, где выполняется ГРП с наличием забойного манометра в компоновке. Его можно использовать для мониторинга энергетического состояния залежи, расчета технологических показателей работы скважин, оценки распределения добычи по фрак-портам, а также в качестве дополнительной информации для последующего анализа данных добычи, либо классических ГДИС (КВД/КВУ).

Список литературы

- 1. Асалхузина Г.Ф., Давлетбаев А.Я., Ильясов А.М., Махота Н.А. и др. Анализ кривых падения давления после нагнетательных тестов при гидроразрыве пласта ООО «РН-УфаНИПИнефть»//Нефтяное хозяйство. − 2016. №11. С. 41-45.
- 2. Махота Н.А., Давлетбаев А.Я., Федоров А.И. и др. Примеры интерпретации данных мини-ГРП в низкопроницаемых коллекторах ООО «РН-УфаНИПИнефть», SPE 171175-RU, 2014, https://doi.org/10.2118/171175-RU.
- 3. Howard G.C., Fast C.R. Optimum fluid characteristics for fracture extension//Drilling and Production Practice, API. 1957. Vol. 24. P.261-270 (Appendix by E.D. Carter).
- 4. Mohamed M., Muhammad O.B. Diagnostic fracture injection test (DFIT)//Petroleum Today. 2015. Vol.11 P.26-41

References

- 1. Asalkhuzina G.F., Davletbaev A.Ya., Il'yasov A.M. et al., Pressure drop analysis before and after fracture closure for test injections before main fracturing treatment (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2016, no. 11, pp. 41–45.
- 2. Makhota N.A., Davletbaev A.Ya., Fedorov A.I. et al., Examples of mini-frac test data interpretation in low-permeability reservoir (In Russ.), SPE 171175-RU, 2014, https://doi.org/10.2118/171175-RU.
- 3. Howard G.C., Fast C.R. Optimum fluid characteristics for fracture extension//Drilling and Production Practice, API. 1957. Vol. 24. P.261-270 (Appendix by E.D. Carter).
- 4. Mohamed M., Muhammad O.B. Diagnostic fracture injection test (DFIT)//Petroleum Today. 2015. Vol.11 P.26-41

Сведения об авторах

Шевченко Богдан Сергеевич, ведущий специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1

E-mail: bsshevchenko2@tnnc.rosneft.ru

Акимов Андрей Геннадьевич, менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр» Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1

E-mail: agakimov@tnnc.rosneft.ru

Зиазев Рамиль Ришатович, начальник отдела, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1

E-mail: rrziazev@tnnc.rosneft.ru

Authors

B.S. Shevchenko, Lead Specialist, LLC «Tyumen Petroleum Research Center» 79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation E-mail: bsshevchenko2@tnnc.rosneft.ru

A.G. Akimov, Manager, LLC «Tyumen Petroleum Research Center» 79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation E-mail: agakimov@tnnc.rosneft.ru

R.R. Ziazev, Head of Department, LLC «Tyumen Petroleum Research Center» 79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation E-mail: rrziazev@tnnc.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 07.09.2022 Принята к публикации 17.09.2022 Опубликована 30.09.2022