

действия зависят от типоразмера УЭЦН и рассчитан на определённый промежуток времени, так как количество реагента в контейнере ограничено. Подача ингибитора в затрубное пространство может быть малоэффективной, основная часть солей оседает на внешней поверхности и рабочих ступенях ГНО, для положительного эффекта надо увеличивать ударные дозы реагента. Чтобы избежать чрезмерного расхода реагента и увеличить эффективность его действия применяют специальный дозатор для подачи реагента по капиллярным система на приём насоса или на интервал перфорации. В этом случае, по скважинному трубопроводу, закреплённому на внешней поверхности НКТ закреплённый протектолайзером, через устройство крепления капиллярного трубопровода совместно с центратором ПЭД, химический реагент поступает в груз-распылитель [4]. При выбранном способе дозирования реагент поступает в интервал перфорации до начала образования кристаллов солей. При данном способе подачи химического реагента, исключаются прихваты УЭЦН при срыве планшайбы по причине отложения твёрдого осадка на теле ПЭД, а также значительно снижается расход реагента.

На Кирском и Коттыгском месторождениях проводилась опытно-промышленная эксплуатация данной технологии. Ингибитором солейотложений СОНСОЛ 2001, СОНСОЛ 2002 было обработано 11 скважин осложнённого фонда с удельной дозировкой 40 г/м³. Нарботка на отказ увеличилась на 60 суток и составила 252 суток [2].

На Самотлорском месторождении внедрение данной технологии дало следующие результаты. Для скважин с МРП менее 130 суток использование данного комплекта целесообразно. Чем меньше МРП скважины, тем больше экономический эффект. Для скважин с МРП более 130 сут. экономически выгодно применение данной технологии только если данный комплект оборудования повысит гарантированный межремонтный период скважины более двух лет.

На основании данных примеров можно сделать рекомендации, что внедрение данной технологии может быть весьма целесообразно и экономически выгодно для скважин с повышенной интенсивностью солейотложений, МРП которых менее 130 суток. Также рекомендовано к применению для ряда крупных месторождений с большим осложнённым фондом скважин по солейотложениям.

Литература

1. Смышляев И.В. системный анализ причин отказов погружного оборудования и разработка эффективных мероприятий, направленных на повышение наработки на отказ. – м.: всероссийский конкурс «новая идея» на лучшую научно-техническую разработку среди молодежи предприятий и организаций топливно-энергетического комплекса, 2016, №1. – 24 с.
2. Волочков А.Н., Уметбаев В.Г. повышение надежности эксплуатации глубинного оборудования скважин в условиях отложения солей на Кирском и Коттыгском месторождениях// электронный журнал «Нефтегазовое дело» – 2011, №1. – 99-106 с.
3. АО «Опытный завод Нефтехим» [Электронный доступ] <https://ozneftehim.ru/chemistry/scale-inhibitors-and-solvents/> (дата обращения 08.01.2018).
4. Инжиниринговая компания «Инкомп-нефть» [Электронный доступ] <http://incompneft.ru/o-kompanii.html> (дата обращения 10.01.2018).
5. АльфаИнвест [Электронный доступ] <http://www.alphainvest.ru/index/equipment/tril> (дата обращения 08.01.2018).

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДИКИ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ЕДИНИЦ ПОТОКА ПРИ ОЦЕНКЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

И.Р. Набокин

Научные руководители: доцент О.С. Чернова, доцент В.П. Меркулов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В настоящее время выработанность запасов нефти и газа из месторождений с относительно изотропным и гомогенным геологическим строением увеличивается, вследствие чего нефтяным инженерам необходимо разрабатывать сложно построенные, гетерогенные резервуары. Для успешной добычи нефти и газа требуется детальное изучение вмещающих толщ. Несмотря на значительное развитие нефтегазового инжиниринга, изучение геологических формаций с целью прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта остается одним из наиболее сложных аспектов.

Наиболее используемым методом определения пористости и проницаемости в отечественной индустрии является корреляция данных исследований керна с результатами геофизических исследований скважин. Данный подход имеет определенную долю ошибки при использовании в гетерогенном геологическом разрезе, так как практически невозможно определить единственную корреляционную зависимость для всего интервала. В то время как, методика гидравлических единиц потока позволяет достичь приемлемого уровня описания и оценки коллектора путем учета его неоднородности.

Целью работы является обоснование эффективности применения методики гидравлических единиц потока для определения фильтрационно-емкостных свойств горных пород, слагающих резервуар, точность определения которых является критически важной при геологическом и гидродинамическом моделировании.

Согласно исследованиям J.O. Amaefule [1], «гидравлическая единица потока» определяется как представительный элементарный объем породы внутри которого геологические и петрофизические свойства, влияющие на течение жидкости, взаимно согласованы и предсказуемо отличны от других пород [3]. Иными словами, это зона резервуара, которая достаточно выдержана по латерали и вертикали и имеет одинаковые характеристики

СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

потока флюида. Главные параметры гидравлической единицы потока связаны с фациями, но их границы могут не соответствовать фациальным. Параметры, которые влияют на движения флюида напрямую зависят от геометрии пор. Таким образом, фации могут включать в себя некоторое количество гидравлических единиц потока в результате различия геометрии пор.

Основное уравнение, используемое в теории Гидравлических Единиц Потока, выведено в результате преобразования уравнения Kozeny-Carman [2]:

$$0,0314 \sqrt{\frac{k}{\phi_e}} = \left[\frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \right] \frac{1}{\sqrt{F_s \tau S_{gr}}}$$

где k – проницаемость,

ϕ_e – эффективная пористость,

$F_s \tau$ – константа Kozeny,

S_{gr} – удельная поверхность.

Данная формула может быть преобразована следующим образом:

$$Rqi = \phi_z \cdot Fzi$$

где Rqi – индекс качества коллектора;

Fzi – индикатор потока;

ϕ_z – нормализованная пористость.

Определение параметра Fzi является основой классификации коллектора, используемой в теории Гидравлических Единиц Потока.

Использование рассматриваемой методики для прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств заключается в определении количества Гидравлических Единиц на основании базовых скважин, в которых был произведен отбор керна в продуктивном интервале. Данный шаг может быть произведен тремя различными способами:

1. график зависимости $\log(Rqi) = \log(\phi_z) + \log(Fzi)$;
2. анализ распределения плотности вероятности;
3. кластерный анализ.

После определения количества Гидравлических Единиц Потока, производится распределение корреляционных зависимостей в скважины, в которых не был отобран керн. При этом наиболее используемыми являются три метода:

1. Немодифицированный график Лоренца.

2. Статистические зависимости. В данном методе с помощью метода регрессии устанавливается корреляция между проницаемостью и набором каротажных кривых. Таким образом, вместо установления корреляции с одной переменной (пористостью), определяется зависимость совокупных показателей (проницаемость – каротажные кривые).

Математические корреляции. В методе определяются полиномиальные и степенные корреляции проницаемости и каротажных диаграмм.

После распределения корреляционных зависимостей производится непосредственный расчет проницаемости коллектора.

В результате развития науки и техники в настоящее время разработаны более совершенные средства, необходимые для применения методики гидравлических единиц потока, в результате чего существует необходимость исследований в данном направлении. Кроме того, подход позволит определять корреляционные зависимости для водонасыщенности и глинистости.

В качестве дальнейшей работы планируется произведение полного цикла интерпретации данных ГИС, построение геологической и гидродинамической модели, с применением описываемой методики и рассмотрение возможных рисков с использованием реальных промысловых данных.

Литература

1. Applications of core data in hydraulic (flow) unit zonation for improved reservoir description: Workshop on core analysis for reservoir management, - June 1994/. – Vienna, 1994. – 10 p.
2. Permeability prediction by Hydraulic Flow Units – Theory and applications: Society of Petroleum Engineers Petrovietnam Conference, 1-3 March 1995/ M. Abbaszadeh, H.Fujii, F.Fujimoto. – Hochiminh, 1995. – 11 p.