

Из этого следует, что в процессе закачки пластовых вод в исследуемой скважине трещины открылись в каждом перфорированном интервале (зоне).

По результатам испытания можно сделать вывод, что объем воды расходуемый в каждую зону различен. Главным образом это связано с величиной интервала перфорации. Так, в зоне 1 с интервалом перфорации 10 м (1157–1167 м) видно, что потребление жидкости составляет 692,032 м³, и при этом величина самой трещины в несколько раз превышает аналогичные в других зонах. В зоне 2 интервал перфорации составляет 4 м (1213–1217 м), это самый маленький интервал из трех зон, что и отображается на общем объеме потребленной жидкости в данной зоне (9,80742 м³). В зоне 3 интервал перфорации составляет 7 м (1248–1255 м). Образованная трещина больше в габаритах, чем в зоне 2, следовательно, и объем жидкости также больше (18,1605 м³).

По результатам моделирования получилось, что при проведении закачки жидкости с расходом 720 м³/сут на всех трех интервалах происходит образование трещин. При этом трещины образуются в начальный момент времени и за все время проведения закачки растут во времени. Наибольшей трещиной является трещина зоны 1, достигающая размеров во много раз превышающих другие трещины, что говорит о степени влияния на размер трещины величины интервала перфорации. Также в работе была выявлена зависимость образования авто-ГРП от давления, и его влияние на проведение закачки.

Наибольшей трещиной является трещина зоны 1 (31,42 м*0,156 см*40,76 м), достигающая размеров во много раз превышающих другие трещины. Размеры трещины зоны 3 (1,34 м * 0,036 см * 8,029 м) больше, чем трещина зоны 2 (1,296 м * 0,027 см * 5,127 м), т.к. она имеет меньший размер интервала перфорации (интервал перфорации зоны 2 – 4 м, зоны 3 – 7 м). По результатам моделирования устьевое давление не превысило 8,5 МПа.

Причина нелинейной связи сопротивления скважины и ее расхода, выявленная в результате ОФР не ясна и не может быть однозначно объяснена. Причиной может служить увеличение проницаемости прискважинной зоны (авто-ГРП) или дегазация флюида при снижении давления и, как следствие, снижение проницаемости прискважинной зоны.

Таким образом, данные полученные при проведении ОФР, мы можем использовать в дальнейшем для моделирования ГРП с целью увеличения интенсификации, как для добывающих скважин, так и для нагнетательных скважин на данном нефтяном месторождении и месторождениях-аналогах.

Литература

1. Дюнин В.И., Корзун А.В. Флюидодинамика нефтегазоносных горизонтов. Вестник МГУ, сер. 4, геология, № 1, 2003. С. 28–35.
2. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. М.: Недра, 1997. – 211 с.
3. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта. Москва: Недра, 1986. – 165 с.
4. Экономидис М., Олайни Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта. – Алвин, шт. Техас, США, 2002. - 194 с., Пер. – Углов М., 2004.

МЕТОДЫ ОСВОЕНИЯ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

Д.Г. Денисенко, Г.Н. Хиджакадзе

Научный руководитель старший преподаватель П.С. Дозморов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последние годы происходит увеличение доли трудноизвлекаемых запасов нефти и газа (ТриЗ). Новые скопления запасов приурочены, в основном, к ТриЗ, это обусловлено географией области нефтедобычи (море, северная территория, болота и т.д.), физико-химическими свойствами пластового флюида, геологией залежи.

По оценке экспертов запасы тяжелой нефти (ТН) в мире превышают 800 млрд. тонн. Геологические запасы тяжелой и высоковязкой нефти в России составляют более 6 млрд. тонн, но для извлечения этих запасов необходимо использовать специальные дорогостоящие технологии. Это служит стимулом для поиска инновационных и эффективных методов добычи ТриЗ, в том числе высоковязких и тяжелых нефтей. Запасы битумных и тяжелых нефтей более, чем в четыре раза превышают мировые остаточные извлекаемые запасы нефти «нормальной» вязкости.

В ближайшем будущем и в настоящее время повышение коэффициента извлечения нефти (КИН) одна из главных проблем в России и мире. Известные методы извлечения нефти позволяют достичь конечного КИН в пределах от 25 % до 45 %, данных показателей недостаточно для повышения ресурсов нефти. Это означает, что остаточные или не извлекаемые запасы промышленных методов разработки составляют 55–75% от геологических, что представляет собой ощутимый резерв для дополнительного увеличения извлекаемых запасов при использовании методов увеличения нефтеотдачи пластов [2]. Это приводит нас к тому, что повышение КИН, для разрабатываемых месторождений, с использованием прогрессивных методов, является одной из важнейших задач для нефтяной отрасли.

Совместно с традиционными тепловыми методами, используемыми в вертикальных скважинах (внутрипластовое горение, закачка пара), уже используют на промыслах ряда стран новые технологии добычи запасов ВВН и ТН, основанные на использовании горизонтальных, многоствольных и наклонных скважин. Разработаны технологии освоения запасов битумных и тяжелых нефтей, основанные на совместном эффекте теплового и гравитационного воздействия, электропрогрева.

Относительно новым методом освоения тяжелой нефти является метод SAGD (steam-assisted gravity drainage), суть данного метода заключается в том, что бурится два параллельных ствола, находящихся в одной плоскости на расстоянии 7–10 м друг от друга. Верхняя скважина служит для нагнетания пара в пласт, а нижняя для откачивания пластового флюида. Данная технология успешно используется на месторождениях в Татарстане [6]. Так же перспективной является технология Vapex (Vapour extraction), в данном методе для уменьшения вязкости нефти в верхнюю горизонтальную скважину закачивают разогретый газообразный углеводородный растворитель [1].

Происходит внедрение и других новых методик; внутрипластовое горение в горизонтальных скважинах, использование забойных растворителей и катализаторов.

Технология THAI («ТОЕ-ТО-HEEL» AIR INJECTION) предложена как новый метод добычи битуминозной и высоковязкой нефти. В данном методе объединены преимущества существующих термических методов (ВГ, нагнетание пара) в совокупности с использованием горизонтальных скважин [5]. Данная технология позволяет достигать КИН до 85% от начальных балансовых запасов при вязкости нефти от 0,05 до 100 Па·с. Данный процесс можно использовать как на начальных, так и последующих этапах разработки месторождения.

Несмотря на большое количество плюсов, термические методы обладают рядом ограничений и недостатков, следовательно, необходимо ограничивать их применение в определенных ситуациях и улучшать их путем объединения с иными методами.

Новыми технологиями в добыче являются волновые воздействия на пласт. К таким методам относят использование сейсмических импульсов. Зарубежные фирмы, в последние годы, достигли значительных успехов в улучшении технологии и техники добычи высоковязких нефтей насосами различных типов. Данному успеху способствовало изобретение: длинноходового привода установок ШГН, глубинного плунжерного насоса с увеличенным для прохождения вязкой жидкости проходным сечением, винтовых и центробежных насосов с гидроприводами. Используется технология, при которой на забое скважины происходит смешивание вязкой нефти с более легкой нефтью, закачиваемой с поверхности.

Горная порода характеризуется модулем объемной упругости и зависит от минералогического состава, глубин залегания коллекторов, структуры, величин прилагаемых нагрузок. Залежь содержит двухфазную газожидкостную среду, которая находится в упругом состоянии в термобарических пластовых условиях, она слоистая, при этом каждый слой имеет свою частоту. В залежи постоянны незатухающие колебания, которые поддерживаются от внешних источников энергии (солнечно-лунные приливы, землетрясения и т.д.). Данные колебания происходят в неравновесной среде, свойства и вид которых определяются самой системой. Совокупность распространения поля упругих колебаний, определяется расчлененностью и трещиноватостью коллектора (направляющие свойства коллектора), а затухание волнового поля определяют резонансные свойства каждого слоя. Таким образом, продуктивная залежь является нелинейным осциллятором (совокупность колебаний) в неравновесной среде. В неравновесной среде даже незначительные возмущения вызывают непропорционально большие результаты. При совпадении амплитудно-частотных характеристик широкополосного источника возбуждения (импульс давления) с круговой частотой нелинейного осциллятора (продуктивная залежь) возникает эффект параметрического резонанса [4]. Исследование совместного применения термического и физического воздействия на высоковязкие нефти, показало улучшение реологических свойств нефти и перспективность таких методов [3].

Волновое поле, при определенных амплитудных и частотных характеристиках (определяются для конкретных геолого-физических условий), будет стимулировать приток флюида из блоковых частей коллектора в трещины, то есть будет вовлекаться нефть из неподвижных целиков в блоках, соответственно это приведет к увеличению КИН. Волновые воздействия при помощи гидравлического генератора на забое нагнетательной скважины, в которую осуществляется нагнетание горячей воды в целевой пласт на месторождении Татарстана, позволили увеличить приемистость в два раза [7]. Поэтому методы воздействия на продуктивные пласты, основанные на комплексировании тепловых и химических методов с импульсным и волновым воздействиями широкого частотного диапазона, учитывающие резонансные и иные отклики пластовой системы, могут интенсифицировать положительные физико-химические процессы, увеличивающие коэффициенты вытеснения и охвата пласта процессом фильтрации.

Технически можно использовать целый спектр волновых и импульсных методов: виброволновой, вибросейсмический, акустический, мгновенных депрессий-репрессий, электрогидравлический. Каждый метод при определенных геолого-технологических условиях может дать определенный эффект. То есть, к перспективным методам можно отнести группу комплексных методов, объединяющих различное волновое воздействие с химическим и (или) тепловым.

Литература

1. Андреев В.Е. и др. Анализ возможности применения методов увеличения нефтеотдачи на залежах высоковязкой нефти Южно - Татарского свода и Мелекесской впадины / Андреев В.Е., Дубинский Г.С., Мияссаров А.Ш., Хузин Н.И., Хузин Р.Р. // НТЖ. Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. Изд. ГУП «ИПТЭР» №1(91) 2013. – С. 22–30.
2. Липаев А.А. Разработка месторождений тяжелых нефтей и природных битумов. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2013. – 484с.
3. Максютин А.В. Комплексная технология плазменно-импульсного и физико-химического воздействия

на продуктивный пласт для интенсификации добычи нефти на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами. – автореферат канд. дис. Санкт -Петербург, 2009. 20 с.

4. Молчанов А. А. Интенсификация притока высоковязких нефтей с применением скважинного упругого воздействия на продуктивные пласты. – Казань: Изд - во «ФЭН», 2012. – С. 417–420.
5. Рамазанов Р.Г. Анализ эффективности разработки небольших месторождений с трудноизвлекаемыми запасами в Татарстане / Р. Г. Рамазанов, З. С. Идиятуллина // Нефтяное хозяйство. – 2010. – №2 – С. 66–69.
6. Хисамов Р.С. и др. Геологические и технологические особенности разработки залежей высоковязких и сверхвязких нефтей/ Хисамов Р.С., Султанов А.С., Абдулмзитов Р.Г., Зарипов А.Т. – Казань: Изд-во «ФЭН» АН РТ, 2010. – 335с.
7. Итоги научной и научно-организационной деятельности Отделения наук о Земле и природных ресурсов АН РБ в 2015 г. [Электронный ресурс] – Уфа: Башк.энц., 2016. – URL: http://archiv.gpscience.org/wp-content/uploads/2015/07/0415_ny51-56.pdf, – Режим доступа: открытый (дата обращения: 11.01.2017)

АДАПТИВНАЯ ИНТЕПРЕТАЦИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С ДЕКОНВОЛЮЦИЕЙ ПОТОКОВ

Донг Ван Хоанг

Научный руководитель профессор В.Л. Сергеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Рассматривается задача адаптивной интерпретации нестационарных гидродинамических исследований горизонтальных скважин с решением задачи деконволюции и диагностикой линейного потока и приведен метод ее решения основанной на предложенной модели кривой восстановления давления для идентификации участков раннего и позднего радиального потоков. Приводятся результаты интерпретации двух горизонтальных скважин нефтяного месторождения по кривой восстановления давления, показывающие целесообразность использования предложенного подхода.

Введение. В настоящее время перспективным направлением разработки методов идентификации и диагностики параметров нефтяных пластов являются адаптивные технологии ГДИС, позволяющие определять фильтрационные параметры и энергетическое состояние залежей в процессе проведения гидродинамических исследований, не планируя заранее время их завершения, что существенно сокращает время простоя скважин [1-2]. Использование адаптивных технологий является актуальным при интерпретации нестационарных ГДИ горизонтальных скважин по кривой восстановления давления (КВД), где поздний радиальный поток не наблюдается вообще, либо его получения связано со значительными материальными затратами [3].

Из рис. 1-4 и таблицы видно, что метод адаптивной интерпретации с деконволюцией и диагностикой **Модели и алгоритмы адаптивной интерпретации КВД с деконволюцией потоков.** В основе предлагаемого метода адаптивной интерпретации с деконволюцией и диагностикой линейного потока использована модель КВД в виде суммы двух интегральных уравнений Вольтерра 1 рода для раннего радиального потока (первое уравнение), линейного и позднего радиального потоков (второе уравнение)

$$P_3(t) = P_3(0) + \int_{t_0}^{t_1} q_1(t-\tau) f_1(\tau) d\tau + \int_{t_1}^{t_2} q_2(t-\tau) f_2(\tau) d\tau \quad (1)$$

где $t_n - t_{л}$ – время начало линейного потока; $q_1(t-\tau)$ – искажающая функция влияния ствола скважины; $q_2(t-\tau)$

«искажающая» функция, вызванная наличием горизонтального потока; $f_1(\tau) = \frac{dP_p}{dt}$ – производная забойного давления

раннего радиального потока; $f_2(\tau) = \frac{dP_{rp}}{dt}$ – производная забойного давления позднего радиального потока. Для

определения времени начало линейного потока t_n^* используется производная оценки радиальной проницаемости

$k_{r,d} = \sqrt{k_{z,d} k_{y,d}}$ [3].

$$\left| \frac{\partial}{\partial t} k_{r,d}^* \right| \approx 0 \quad (2)$$

Результаты интерпретации КВД. Результаты интерпретации КВД (1) при

$$q_1(t) = 1 - e^{-c(t)}, \quad q_2(t) = 1 - e^{-d(t)\sqrt{t}}, \quad f_j(t) = \alpha_{j1}(t) \exp(-\alpha_{j2}(t)/t), \quad j=1,2 \quad (3)$$

$$\alpha_{11}(t) = \frac{C_s q_0 \mu B}{4\pi k_{r,d} L}; \quad \alpha_{21}(t) = \frac{\phi \mu C_s r_{cs,wp}^2}{4k_{r,d}}$$

с диагностикой линейного потока двух горизонтальных скважин нефтяного месторождения Тюменской области приведены на рис. 1-4 и в таблице. На рис.1, для примера, приведены данные забойного давления скважин №1 и №2. На рис. 2-3 приведены оценки радиальной проницаемости и ее производной. На рис. 4 приведены оценки проницаемости позднего радиального потока $k_{r,d} = \sqrt{k_{z,d} k_{y,d}}$. В таблице приведены оценки раннего и позднего радиального потоков,

полученные с использованием программы Saphir (где поздний радиальный поток проявляется за 280 часов исследований), методом адаптивной интерпретации с деконволюцией и диагностикой линейного потока (АМД) (1)-(3), адаптивными методами наилучшего совмещения (АМНС) и интегрированных моделей (АМИМ) с учетом дополнительной информации о пластовом давлении (без решения задачи деконволюции). Оценки параметров $c(t), d(t)$, ранней радиальной проницаемости $k_{r,d} = \sqrt{k_{z,d} k_{y,d}}$ и проницаемости псевдоразрадного потока $\sqrt{k_{z,d} k_{y,d}}$ в (3) определялись по технологии, изложенной в [1-3].