

ОПРЕДЕЛЕНИЕ АНИЗОТРОПИИ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Д.П. Аникеев, Т.Н. Цаган-Манджиев
ИПНГ РАН, e-mail: anikeev@ogri.ru

Введение

Переход к 3D компьютерному моделированию остро поставил вопрос насыщения модели точной первичной информацией о коллекторских свойствах пласта.

Фундаментальная проблема различия в масштабах керна и пласта не позволяет опираться на результаты керновых исследований без их вдумчивого анализа. Характерный размер кернов составляет сантиметры, а типичный размер стороны сеточной ячейки в полномасштабной гидродинамической модели может лежать от 25 м до 100 м в плане. Поэтому, например, неоднородность коллектора с характерным размером в метры не будет «чувствоваться» на керне, но в то же время будет влиять на достоверность гидродинамической модели. Можно привести и другие примеры, демонстрирующие, что скважинные данные невозможно напрямую перенести на весь объем 3D гидродинамической модели.

Поэтому актуальной остается задача совершенствования методов оценки проницаемости коллектора в пластовых условиях с учетом ее анизотропии, так как известно, что ввиду геологического строения пласты практически всегда обладают неоднородностью коллекторских свойств.

В статье рассматриваются различные способы проведения специализированных исследований, нацеленных на оценку направленной проницаемости пластов.

Технологии гидродинамического исследования скважин с целью определения проницаемости по различным направлениям в пластовых условиях опираются на создание в пласте разнонаправленных фильтрационных течений. Общая особенность таких исследований состоит в реализации следующей типичной последовательности технологических операций [1].

- Этап I. На этом этапе скважина эксплуатируется с целью добычи или закачки флюида в течение некоторого периода времени.
- Этап II. Скважина закрывается для общепринятого снятия кривой восстановления забойного давления (КВД) или кривой падения давления (КПД) в зависимости от режима

на первом этапе. При этом не формулируется требование обязательного восстановления забойного давления до уровня начального пластового.

Между отдельными этапами допускаются технологические перерывы, проведение дополнительных исследовательских работ на скважине, при которых также желательно регистрировать изменения забойного давления. Возможны различные способы эксплуатации скважины, но важным требованием для достоверной оценки характеристик пласта является исключение спуско-подъемных операций с глушением скважины в течение всего исследования.

Общий подход к интерпретации результатов исследований предполагает, что решается обратная задача по идентификации искомым параметров пласта (в частности, проницаемости) в оптимизационной постановке на основе данных замеров, снятых на этапах исследования.

Математическая постановка такого рода задач задает специфический критерий качества, который требуется минимизировать. Для каждой задачи критерий качества и набор идентифицируемых (управляющих) параметров определяется исходя из особенностей задачи. Далее для каждой технологии проведения исследований остановимся на этом вопросе отдельно.

Технологии исследования скважин по определению параметров пласта в пластовых условиях

В данном типе задач параметры пласта определяются на основе решения обратной задачи. Алгоритм их решения предусматривает последовательное выполнение следующих этапов:

- Решение прямой фильтрационной задачи.

Целью решения прямой задачи является получение динамик изменения измеряемых показателей в процессе проведения исследований при заданных текущих значениях управляющих параметров.

Для решения нелинейной прямой задачи применяется неявная двухслойная по времени конечно-разностная (конечно-объемная) численная схема. На каждом временном слое возникает следующая нелинейная система алгебраических уравнений:

$$\vec{F}^j(\vec{x}^j, \vec{x}^{j-1}, \vec{u}) = 0 \quad j = 1, 2, \dots, N, \quad (1)$$

где \vec{x}^j – вектор независимых переменных прямой задачи (фазовых переменных) на j -ом временном слое, N – номер последнего шага прямой задачи. В качестве \vec{x}^j при

двухфазной фильтрации выступает вектор значений давления в нефтяной фазе и значений водонасыщенности в каждом сеточном блоке на временном слое j . Через \vec{u} обозначен вектор идентифицируемых параметров (параметров пласта, включая ОФП), которые далее носят название управляющих параметров.

Граничные условия соответствуют отсутствию потока через внешнюю границу, а также специальному условию, выбираемому в зависимости от режима эксплуатации, по потоку в/из вскрытых перфорацией ячеек сеточной модели [2]. Начальные условия соответствуют решению специальной задачи гравитационно-капиллярного равновесия.

Система нелинейных уравнений (1) на каждом временном слое решается с применением метода Ньютона-Рафсона, что приводит к возникновению на каждой итерации системы линейных алгебраических уравнений:

$$\vec{F}_{\vec{x}^j}^j(\vec{x}^{j(v)}) \delta \vec{x}^{j(v)} = -\vec{F}^j(\vec{x}^{j(v)}), \quad (2)$$

где v – номер текущей итерации метода Ньютона-Рафсона, через $\delta \vec{x}^{j(v)}$ обозначена величина очередной добавки к решению нелинейной системы (1), а $\vec{F}_{\vec{x}^j}^j$ – матрица частных производных (матрица Якоби) уравнений (1) для j -ого временного слоя прямой задачи по фазовым переменным \vec{x}^j .

Таким образом, в результате решения прямой задачи определяются значения фазовых переменных \vec{x}^j (давление в нефтяной фазе и водонасыщенности) для всех узлов сетки и на всех временных слоях $j=1,2,...,N$ при текущем наборе значений управляющих параметров \vec{u} .

- Вычисление функционала при полученных значениях измеряемых показателей.

По известным прогнозным параметрам задачи (которые могут быть как фазовыми переменными, так и вычисляемыми на их основе параметрами) определяется текущее значение оптимизационного критерия – функционала качества, отражающего степень близости между найденными расчетными и фактически замеренными значениями показателей работы скважины за период исследования.

Функционал качества в векторном виде представлен следующим выражением:

$$J(\vec{u}) = \sum_{j=1}^N \left(\vec{y}^j(\vec{x}^j(\vec{u}), \vec{u}) - \vec{Y}^j \right)^T \Omega \left(\vec{y}^j(\vec{x}^j(\vec{u}), \vec{u}) - \vec{Y}^j \right), \quad (3)$$

где j обозначает номер замера на скважине, N – число замеров за время исследования, \vec{y}^j и \vec{Y}^j – соответственно векторы расчетных и фактически замеренных значений показателей

работы скважины на момент j -ого замера; T – знак транспонирования. В качестве компонентов векторов \bar{y}^j и \bar{Y}^j может выступать некоторый набор из измеряемых значений, множество которых зависит от конкретной задачи. Диагональная матрица Ω обеспечивает нормировку разноразмерных измерений и задает удельное влияние каждого из замеров на значение критерия качества. В частности, величинам, измеряемым с меньшей погрешностью, должны соответствовать большие значения соответствующих элементов на диагонали Ω .

- Для определения производных функционала качества по управляющим параметрам находится решение дополнительной сопряженной краевой задачи, формулировка которой следует из методологии теории оптимального управления [2].

- Осуществляется один шаг минимизации исходного функционала качества с использованием эффективных методов гладкой оптимизации (различных вариантов квазиньютоновских алгоритмов). Шаг смещения вдоль соответствующего направления определяется из решения специальной краевой задачи – задачи для вариаций фазовых переменных. Важно, что нахождение шага смещения производится с учетом дополнительных ограничений на диапазон изменения управляющих параметров и не требует решения дополнительных прямых задач. Ограничения на значения управляющих параметров отражают физическую сущность протекающих процессов.

- Итерации, включающие предыдущие пункты, повторяются до выполнения заданного критерия остановки, отражающего близость найденного решения к искомому минимуму функционала качества.

Рассмотренные технологии были протестированы на синтетических примерах. Процедура тестирования традиционна для данного класса обратных задач. Задаются некоторые значения искоемых (управляющих) параметров, которые считают «истинными». На их основе решается прямая задача. Полученные динамики показателей работы скважины (забойного давления, дебита по нефти, водонасыщенности околоскважинной зоны) воспринимаются в качестве замеренных при промысловом исследовании (или дополнительно «зашумляются» путем добавления случайных величин с заданным математическим распределением). Они используются как исходные данные для решения обратной задачи. При этом «истинные» значения параметров «забываются». Затем задается произвольное начальное приближение и реализуется итерационный процесс. Тогда появляется возможность сопоставить полученные в результате работы

алгоритма величины искомых параметров с их «истинными» значениями. В результате такой процедуры удастся протестировать реализацию алгоритма решения обратной задачи, а также отчасти преодолеть неизбежное свойство обратных задач – некорректность в смысле существования, единственности и устойчивости решения. Созданные технологии отразились в полученных патентах на новые способы исследования скважин и пластов [3, 4].

Технология вертикального гидропрослушивания

Вертикальное гидропрослушивание предполагает использование одной скважины, вертикальной в пределах продуктивного пласта, но в варианте многофункциональной [3]. А именно, создаются два изолированных интервала вскрытия (например, метровой протяженности) – у кровли и у подошвы пласта. В обсаженной скважине это достигается за счет соответствующей перфорации и применения одного пакера, в необсаженной – двух пакеров. Один интервал выступает в роли возбуждающего (путем закачки или добычи, по затрубью или через НКТ), другой – реагирующего (путем измерения давления манометром, спущенным по НКТ) – см. рис. 1.

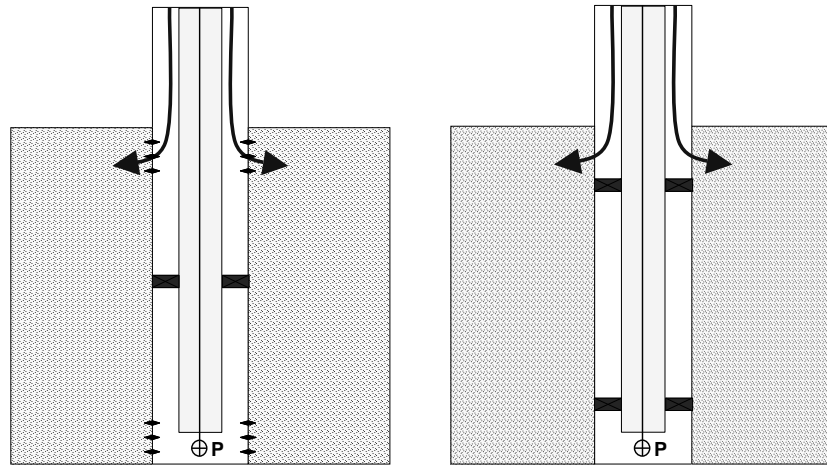


Рис. 1. Схема вертикального гидропрослушивания в обсаженной и необсаженной скважинах

Для описанной процедуры исследования в случае возбуждения за счет добычи нефти прямая задача состоит в моделировании однофазной фильтрации в осесимметричной 2D постановке с учетом различия значений проницаемости слоев в горизонтальном (радиальном) k_r и вертикальном k_z направлениях [5]:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(k_r r \frac{\partial p}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(k_z \frac{\partial p}{\partial z} \right) = \mu \beta^* \frac{\partial p}{\partial t} - 2g \rho_0 \beta_{жс} k_z \frac{\partial p}{\partial z} . \quad (4)$$

Здесь k_r и k_z – коэффициенты эффективной проницаемости (проницаемости для нефти при остаточной водонасыщенности) в горизонтальном и вертикальном направлениях, μ – коэффициент вязкости флюида (нефти), $\beta^* = \beta_c + m_0\beta_{жс}$ – коэффициент упругоёмкости пласта, m_0 – коэффициент эффективной пористости пласта при начальном давлении, $\beta_{жс}$ и β_c – коэффициенты сжимаемости (упругости) жидкости (нефти) и эффективной пористой среды (с учетом остаточной водонасыщенности) соответственно [2], ρ_0 – плотность нефти при начальном давлении.

Процедура моделирования скважины описана в статье*. Граничные условия к уравнению (4) соответствуют непротеканию флюида через верхнюю и нижнюю границы пласта и через условную круговую внешнюю границу, а также заданному дебиту (расходу) на активном интервале скважины. Начальное условие предполагает заданное (например, невозмущенное гидростатическое) распределение давления в пределах моделируемого участка на начало исследования.

На основе реализованного численного алгоритма решения прямой задачи (с учетом логарифмического шага разностной сетки по оси r) проведены расчеты по определению зоны чувствительности двух вариантов исследования – вертикального гидропрослушивания по схеме, представленной на рис. 1, и известного исследования с несколькими точками замера давления в открытом стволе с использованием пластоиспытателя. В последнем случае разнесение активного и реагирующих интервалов по высоте не превышает 1,5–2 м, а объем отбираемого флюида сильно ограничен.

В расчетах пласт разбивался по радиусу на скин-зону, ближнюю и дальнюю зоны. Протяженность ближней зоны варьировалась, при каждом ее значении моделировалась процедура исследования при разных значениях проницаемости (k_r или k_z) дальней зоны и регистрировалось изменение динамик давления на активном и реагирующем интервале.

В результате, например, для типичного набора исходных данных (см. табл. 1) исследование пластоиспытателем чувствительно к изменению k_z в пределах зоны около 8 м (с сильным снижением чувствительности от первых метров от ствола скважины до указанного расстояния). Для k_r соответствующая зона составляет около 15 м. При этом толщина пласта существенно не сказывается на приведенных оценках. С учетом типичной

* См. статью *Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Аникеев Д.П.* «О представлении скважины в 3D гидродинамической модели» в данном выпуске.

схемы проведения исследования пластоиспытателем – в открытом стволе до освоения скважины, т.е. при наличии зоны проникновения фильтрата бурового раствора – такое исследование неинформативно к реальной величине k_z нефтенасыщенного пласта.

Таблица 1

Исходные данные сравнительного примера

Упругость пласта, атм ⁻¹	$1,45 \cdot 10^{-4}$	Эффективная пористость пласта при нач. давл., доли ед.	0,2
Радиус скважины, м	0,1	Нач. пласт.давление, атм	344,5
Гориз.проницаемость k_r , мД	20	Толщина пласта h , м	21,5
Верт. проницаемость k_z , мД	5	Скин-фактор, доли ед.	1
Дебит, м ³ /сут	1,6	Вязкость нефти, сПз	1

Аналогичная процедура оценки чувствительности для вертикального гидропрослушивания показала, что при толщине пласта 35 м область чувствительности по k_z составляет около 31 м, по k_r – 250 м. При этом исследование предполагает предварительную процедуру освоения скважины, что уменьшает влияние создаваемой зоны проникновения бурового раствора на результаты исследования.

Функционал качества в задаче вертикального гидропрослушивания имеет вид:

$$J(\vec{u}) = \sum_{j=1}^M C_{акт} (P_{акт}^{j,\phi} - P_{акт}^{j,p})^2 + \sum_{j=1}^M C_{реаг} (P_{реаг}^{j,\phi} - P_{реаг}^{j,p})^2, \quad (5)$$

где M – количество замеров давления, P^j – давление в точке замера на момент времени j , верхние индексы ϕ и p отвечают фактическим и расчетным величинам, а нижние индексы $акт$ и $реаг$ – активному и реагирующему интервалу соответственно, $C_{акт}$ и $C_{реаг}$ – весовые коэффициенты, \vec{u} – вектор идентифицируемых (управляющих) параметров, представленный значениями k_r и k_z нескольких выделенных зон пласта, включая скин-зону.

Решение обратной задачи, как и в предшествующих случаях, опирается на методы теории оптимального управления. В табл. 2 представлены результаты решения обратной задачи для конфигурации зон пласта согласно рис. 2 (синтетический пример). В пласте, помимо скин-зоны, выделялись две вертикальные области. Размер ближней зоны принимался равным 31 м (зона чувствительности исследования по вертикальной

проницаемости) при общей протяженности пласта 500 м. На рис. 3 сопоставлены расчетные (для начального приближения и при найденных значениях параметров) и «фактические» динамики изменения давления на реагирующем интервале. Аналогичная степень совпадения имеет место и на активном интервале.

Таблица 2

Оцениваемые параметры и их значения

Проницаемость, мДарси	Фактическое значение	До идентификации	После идентификации
k_{rs}	3	10	3
k_{r1}	10	30	10
k_{r2}	15	35	15
k_{zs} (не идентиф.)	2	2	2
k_{z1}	5	10	5
k_{z2} (не идентиф.)	10	10	10

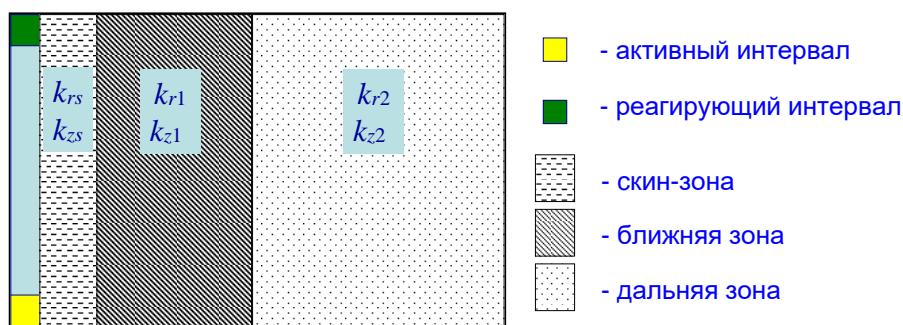


Рис. 2. Схема зон пласта для рассматриваемого примера вертикального гидропрослушивания

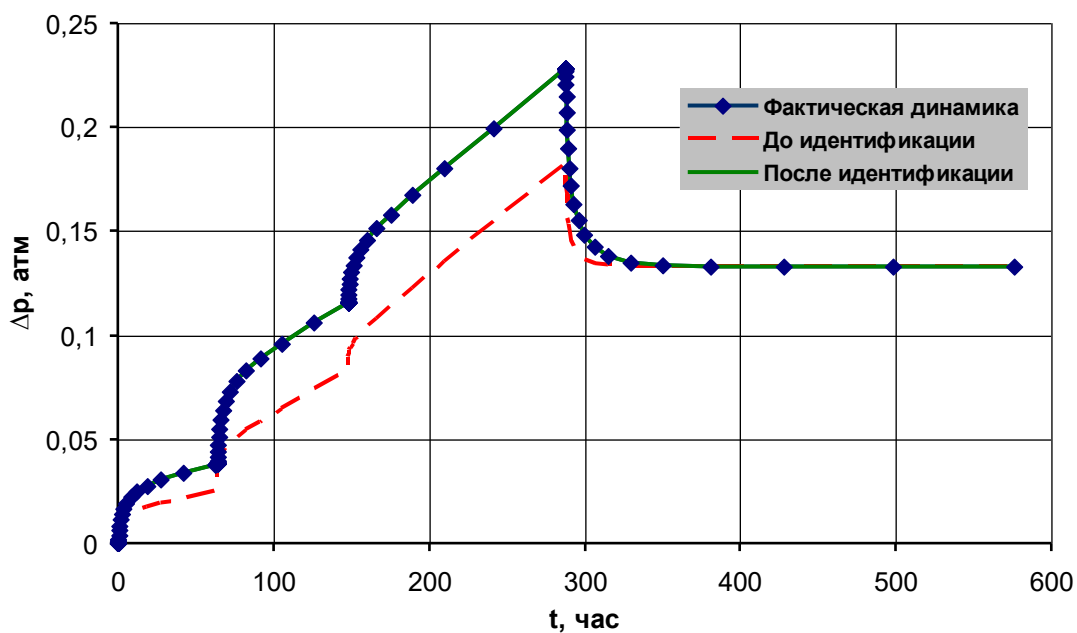


Рис. 3. Динамики давления на реагирующем интервале в рассматриваемом примере

Технология 3D гидропрослушивания на основе горизонтальных скважин

Одним из следствий концепции эффективного порового пространства (ЭПП) явилась технология вертикально-латерального заводнения [6]. Потребности ее проектирования и реализации привели к обоснованию метода 3D гидропрослушивания на основе горизонтальных скважин для уточнения степени сообщаемости пласта вдоль вертикальной координаты. Схема элемента разработки и соответствующего исследования приведена на рис. 4.

Технология 3D гидропрослушивания апробирована на одном из месторождений Западной Сибири. Опытный участок (см. рис. 4) состоял из двух горизонтальных скважин –добывающей (реагирующей) у кровли пласта и нагнетательной (возбуждающей) – у подошвы пласта [7].

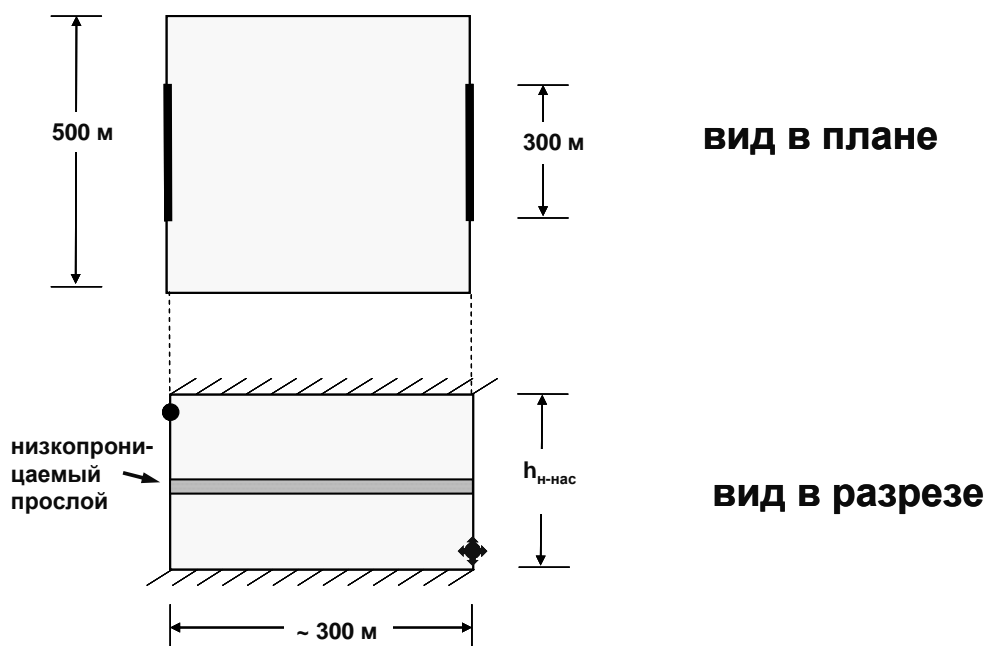


Рис. 4. Схема 3D гидропрослушивания и вертикально-латерального заводнения

Перед созданием горизонтального ствола в обеих скважинах осуществлялось бурение пилотного ствола с проведением комплекса геофизических измерений. В одном из них также выполнен стопроцентный отбор керна в интервале целевого пласта. Исследования керна показали наличие в разрезе тонких низкопроницаемых прослоев, не идентифицируемых по данным ГИС.

Для интерпретации результатов гидропрослушивания создана 3D секторная гидродинамическая модель участка. Из-за отсутствия надежной 3D геологической модели

пласта использовалась слоисто-неоднородная модель. Параметры слоев модели (включая начальные значения проницаемости) приняты по результатам ГИС в пилотном стволе добывающей скважины.

Согласно представлениям концепции ЭПП [6], все пропластки в разрезе модели являются проницаемыми. Для прослоев, отнесенных по ГИС к неколлекторам, в модели принято начальное значение горизонтальной проницаемости 0,1 мД. Расчеты на секторной гидродинамической модели выполнены в двухфазной (нефть-вода) постановке из-за высокой обводненности добываемой продукции на данном участке вследствие предшествующей разработки.

В качестве идентифицируемых параметров рассматривались два параметра. А именно – единый множитель для проницаемости всех слоев секторной модели во всех координатных направлениях, а также множитель для вертикальной проницаемости (по вариантам – для всех слоев модели или только для низкопроницаемых (бывших «неколлекторов»), что сказывается на интегральной характеристике анизотропии проницаемости модели).

На рис. 5 показаны результаты сопоставления расчетной (после идентификации параметров) и фактической кривых изменения давления в реагирующей скважине на основном этапе исследования – гидропрослушивании при закачке воды в активную скважину. Здесь из соответствующей фактической динамики давления исключен тренд, связанный с перераспределением давления по участку из-за остановки окружающих скважин. В дальнейшем выполнялось моделирование с учетом работы окружающих скважин, подтвердившее реалистичность полученных значений параметров.

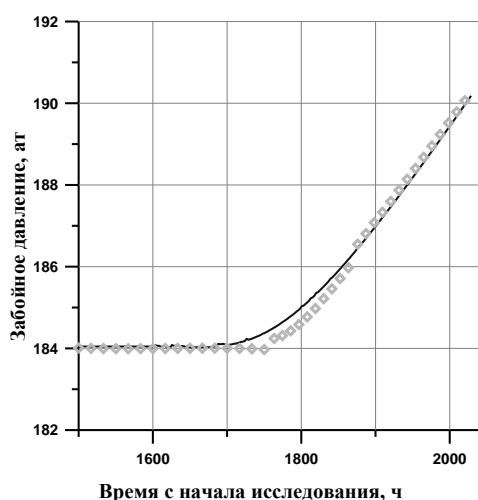


Рис. 5. Расчетная и фактическая динамики давления в реагирующей скважине

Средневзвешенные (с учетом толщин слоев) значения проницаемости составили в горизонтальном направлении 12,9 мД в пересчете на эффективную проницаемость (0,7 мД для проницаемости по воде при остаточной нефтенасыщенности), в вертикальном направлении – 1,6 мД (0,08 мД) соответственно; соотношение горизонтальной и вертикальной проницаемости составило 8,1.

Данная разновидность технологии 3D гидропрослушивания востребована преимущественно при реализации вертикально-латерального заводнения в залежах пластового типа. Другая ее разновидность представляет интерес для массивных залежей, при условии разнесения забоев исследуемых скважин по вертикали и латерали.

Технология 3D гидропрослушивания на основе вертикальных скважин

Схема размещения возбуждающей и реагирующих скважин, представленная на рис. 6, является примером соответствующей технологии 3D гидропрослушивания [6, 8, 9]. Здесь реагирующие скважины в плане расположены «веером» вокруг нагнетательной, и их интервалы вскрытия пласта относятся к разным глубинным отметкам.

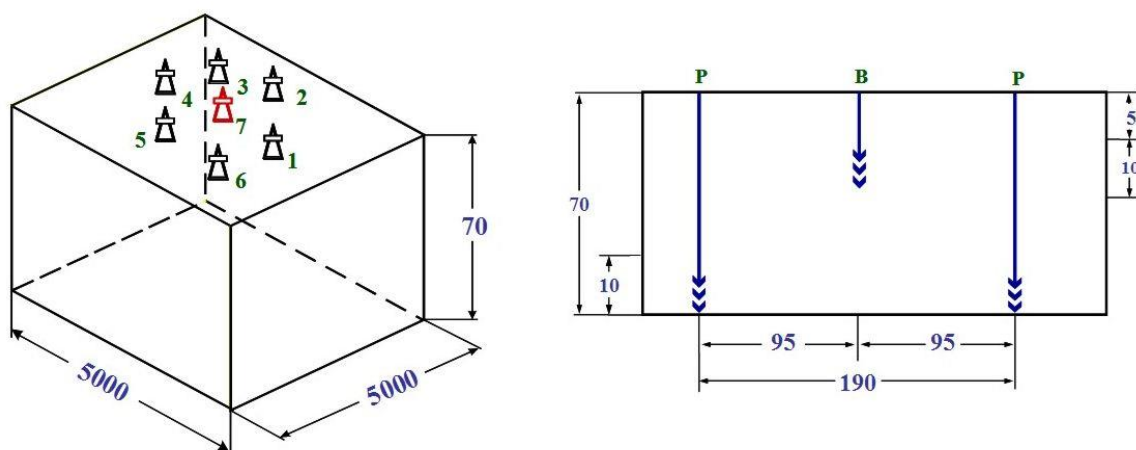


Рис. 6. Схема 3D гидропрослушивания: скв. 7 – возбуждающая, 1–6 – реагирующие

Решение прямой задачи осуществляется численно, а ее постановка формулируется для 3D однофазного случая, с учетом заполненной матрицы коэффициентов тензора абсолютной проницаемости K :

$$\operatorname{div} \left(\frac{\rho(P)}{\mu(P)} K (\nabla P + \rho(P) g \nabla h) \right) = \frac{\partial (m(P) \rho(P))}{\partial t} + Q(t), \quad (6)$$

где учитывается зависимость плотности и вязкости нефти и эффективной пористости ρ , μ , m от давления P , h – высотная отметка данной точки пласта относительно условного уровня, $Q(t)$ – интенсивность источников/стоков, связанных с работой возбуждающей скважины (скважин). Начальные и граничные условия отражают заданное

начальное распределение давления и отсутствие потоков через внешние границы выбранной области моделирования соответственно.

Обратная задача, как и для предшествующих технологий, решается на основе методов теории оптимального управления. Минимизируемым критерием качества является следующий функционал

$$J(\vec{u}) = \sum_{j=1}^M \sum_{w=1}^N c(p_{w_p}^j - p_{w_\phi}^j)^2. \quad (7)$$

Здесь j – порядковый номер соответствующего момента измерений, M – количество таких моментов, N – количество скважин, по которым осуществляются замеры давления, c – весовые коэффициенты, \vec{u} – вектор идентифицируемых параметров, $p_{w_p}^j, p_{w_\phi}^j$ – соответственно фактические и расчетные значения забойного давления на момент j в скважине w .

Результаты тестирования алгоритма решения обратной задачи на синтетических примерах показали возможность успешной идентификации всех 6 компонент заполненной симметричной матрицы тензора проницаемости совместно с емкостными параметрами коллектора [8].

Промысловый эксперимент по 3D гидропрослушиванию проведен на Памятно-Сасовском месторождении Волгоградской области. Продуктивный пласт сложен рифогенным карбонатным коллектором и характеризуется значительными нефтенасыщенными толщинами. Особенностью исследования явилось использование законтурной нагнетательной скважины (14-ПС) в качестве возбуждающей и нескольких добывающих скважин (126, 2, 121 и 13) в роли реагирующих [6, 8, 9]. Схема участка проведения эксперимента представлена на рис. 7. На рис. 8 дается профильный разрез пласта с отмеченными интервалами вскрытия его скважинами.

В качестве начального приближения для решения обратной задачи приняты результаты интерпретации гидропрослушивания традиционным способом, т.е. на основе независимого рассмотрения каждой пары возбуждающая скважина–реагирующая скважина. Это позволило, совместно с данными геологической модели пласта, получить оценки значений коэффициентов эффективной проницаемости (по осям x и y) и эффективной пористости в областях дренирования каждой из скважин. Начальные значения эффективной проницаемости вдоль оси z приняты равными 0,1 от проницаемости вдоль оси x .

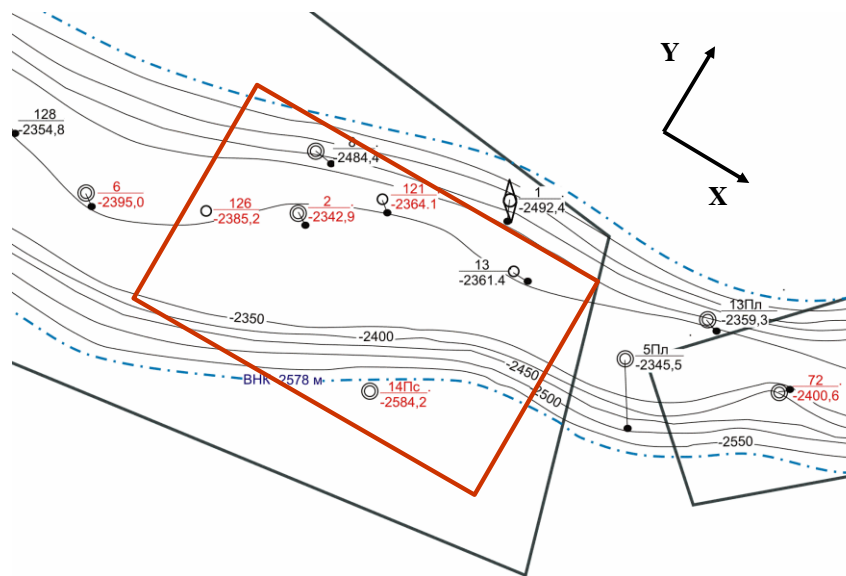


Рис. 7. Границы участка залежи (обозначены красным цветом) и направления координатных осей, принятые при интерпретации результатов 3D гидропрослушивания

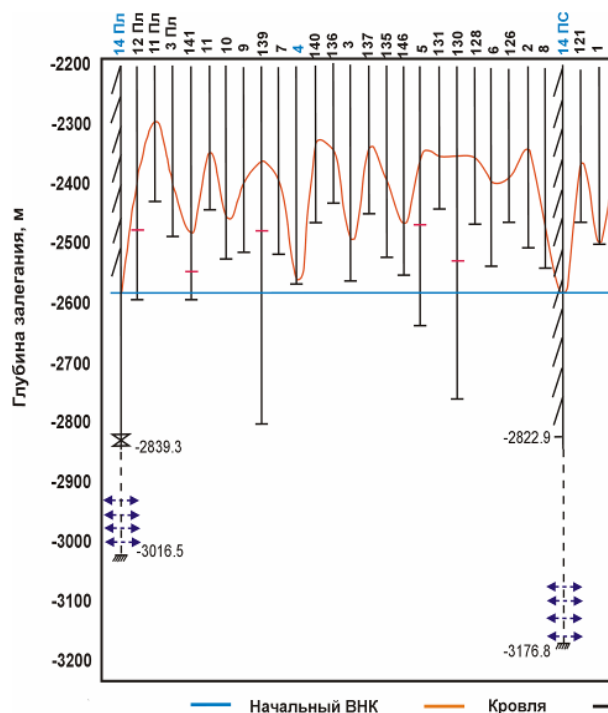


Рис. 8. Схема вскрытия пласта скважинами

Математические эксперименты применительно к имеющейся исходной информации и специфике выполненного исследования показали, что не удастся уточнить все компоненты заполненной матрицы тензора проницаемости, в том числе из-за фактического многофазного характера течений и отсутствия достоверной информации о количестве и трассировке тектонических нарушений и степени их проводимости. С другой стороны, поскольку источниками исходной промысловой информации являются 5 скважин, участвовавших в 3D гидропрослушивании, 3D секторная модель была разбита на 5 зон.

При решении обратной задачи уточнению подвергался заданный набор параметров – главные значения проницаемости k_{xx} , k_{yy} , k_{zz} и коэффициент эффективной пористости m_0 – в каждой из зон. При этом рассматривались и другие варианты разбиения 3D секторной модели на зоны.

На рис. 9 и 10 в качестве примера приводятся фактические и расчетные динамики забойного давления в одной из реагирующих и возбуждающей скважинах. В результате итерационной процедуры по уточнению коллекторских свойств пласта достигнута удовлетворительная степень совпадения расчетных и фактических динамик забойных давлений. При этом конечная величина функционала качества (7) оказалась почти в 130 раз меньшей начальной. Наиболее близко от замеренных значений отстоят расчетные забойные давления по скв. 126. Наиболее удалены от истинных значений давления по скв. 121 и 14ПС, что можно объяснить неучетом фактора многофазности. Имеющиеся расхождения между фактическими и садаптированными значениями забойных давлений связаны с недостаточной степенью достоверности исходной геологической модели объекта.

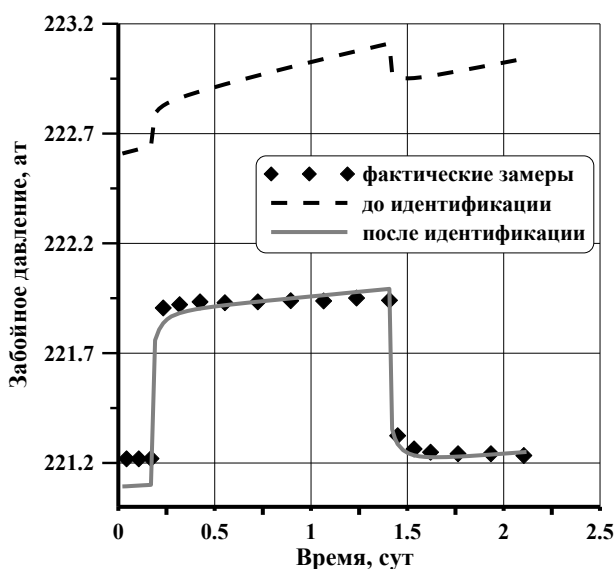


Рис. 9. Динамики забойных давлений для реагирующей скважины 126

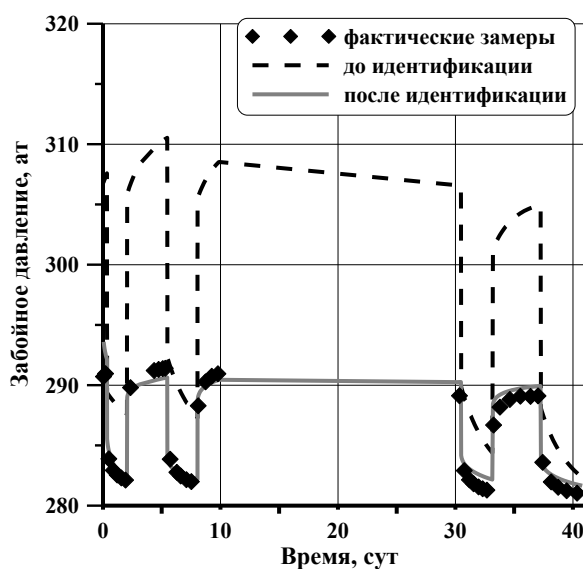


Рис. 10. Динамики забойных давлений для возбуждающей скважины 14-ПС

В результате решения обратной задачи получены результаты, представленные в табл. 3.

Видно, что начальные значения параметров пласта подверглись серьезному уточнению. А именно, проницаемости каждой из зон в итоговом решении существенно различаются по трем главным направлениям, что связано с особенностями сложнопостроенных карбонатных отложений с развитой трещиноватостью. Кроме того, обращают на себя внимание нефизичные значения пористости по некоторым зонам, которые объясняются несовершенством принятой за основу 3D геологической модели объекта. Свою роль сыграло и то, что участок залежи находится в зоне заводнения.

Таблица 3

Значения управляющих параметров

Управляющие параметры		До идентификации	После идентификации
k_{xx} , мД	Зона 1 (скв. 2)	1080	140,21
	Зона 2 (скв. 13)	4880	127,58
	Зона 3 (скв. 121)	3590	183,88
	Зона 4 (скв. 126)	1540	397,54
	Зона 5 (скв. 14-ПС)	23	1571,88
k_{yy} , мД	Зона 1 (скв. 2)	1080	34,11
	Зона 2 (скв. 13)	4880	618,98
	Зона 3 (скв. 121)	3590	47,89
	Зона 4 (скв. 126)	1540	241,27
	Зона 5 (скв. 14-ПС)	23	2,67
k_{zz} , мД	Зона 1 (скв. 2)	108	1424,04
	Зона 2 (скв. 13)	488	34,83
	Зона 3 (скв. 121)	359	5321,59
	Зона 4 (скв. 126)	154	1516,42
	Зона 5 (скв. 14-ПС)	2,3	770,59
m_0 , д. ед.	Зона 1 (скв. 2)	0,1	0,123
	Зона 2 (скв. 13)	0,15	0,0098
	Зона 3 (скв. 121)	0,1	0,4
	Зона 4 (скв. 126)	0,1	0,014
	Зона 5 (скв. 14-ПС)	0,15	0,01

Использование подхода на основе решения обратных задач позволило решить и некоторые другие задачи. Так в статьях [10, 11] представлены результаты исследований, проведенных в условиях аномально низкой приемистости пласта.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Научное обоснование новых экологически чистых технологий разработки месторождений углеводородов в сложных горно-геологических условиях на основе 3D-компьютерных экспериментов», № АААА-А16-116022510270-1).

ЛИТЕРАТУРА

1. Закиров Э.С., Тарасов А.И., Индрунский И.М. Новый подход к исследованию газовых скважин и интерпретации получаемых результатов // Газовая промышленность. 2003. № 9. С. 61–63.
2. Закиров Э.С. Трехмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа // М.: Изд. дом «Грааль», 2001. 302 с.
3. Закиров С.Н., Закиров Э.С. Пат. RU 2258137 С1. Способ исследования и интерпретации результатов исследований скважины, вскрывшей нефтегазовую залежь

№ 2004119525/03; Заявл. 29.06.2004; Оpubл. 10.08.2005 // Изобретения. Полезные модели. 2005. Бюл. № 22. – Режим доступа: <http://www1.fips.ru>

4. *Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Аникеев Д.П.* Пат. RU 2213864 С2. Способ исследования и интерпретации результатов исследований скважин и пластов № 2001132910/03; Заявл. 06.12.2001; Оpubл. 10.10.2003 // Изобретения. Полезные модели. 2005. Бюл. № 28. – Режим доступа: <http://www1.fips.ru>

5. *Лейбензон Л.С.* Движение природных жидкостей и газов в пористой среде. М.-Л.: Гостехиздат, 1947. 244 с.

6. *Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Закиров И.С. и др.* Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. 484 с.

7. *Индрупский И.М.* Интерпретация результатов 3D гидропрослушивания на основе секторного моделирования // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2008. № 11. С. 37–41.

8. *Брадулина О.В.* 3D гидропрослушивание на Памятно-Сасовском месторождении // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2008. № 12. С. 42–46.

9. *Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Левченко В.С., Брадулина О.В., Цаган-Манджиев Т.Н.* Вертикальное и 3D гидропрослушивание продуктивных пластов // Новые технологии освоения и разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и газа и повышения нефтегазоотдачи: Сб. тр. VII Междунар. технологич. симпозиума. М., 2008. С. 49–63.

10. *Закиров Э.С., Индрупский И.М., Васильев И.В., Аникеев Д.П., Цаган-Манджиев Т.Н., Родионов А.Е., Лачугин Д.С., Афанасьев В.С., Афанасьев С.В., Антонович А.А.* Проведение комплексных исследований по оценке относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды и коэффициента вытеснения в условиях аномально низкой приемистости пласта (часть 1) // Нефтяное хозяйство. 2016. № 9. С. 56–60.

11. *Закиров Э.С., Индрупский И.М., Васильев И.В., Аникеев Д.П., Цаган-Манджиев Т.Н., Родионов А.Е., Лачугин Д.С., Афанасьев В.С., Афанасьев С.В., Антонович А.А.* Проведение комплексных исследований по оценке относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды и коэффициента вытеснения в условиях аномально низкой приемистости пласта (часть 2) // Нефтяное хозяйство. 2017. № 10. С. 90–93.