

## СОВРЕМЕННЫЕ ОСНОВЫ ТЕОРИИ И ПРАКТИКИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА ЧАСТЬ 2\*

С.Н. Закиров<sup>1</sup>, И.М. Индрупский<sup>1</sup>, Э.С. Закиров<sup>1</sup>, В.А. Николаев<sup>2</sup>,  
И.С. Закиров<sup>3</sup>, Д.П. Аникеев<sup>1</sup>  
1 – ИПНГ РАН, 2– ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 3 – ОАО «Лукойл»

### *3D гидродинамическое моделирование*

3D гидродинамическая модель пласта строится на основе 3D геологической модели и процедуры upscaling'a. Проблема upscaling'a заслуживает отдельного рассмотрения. Поэтому ее подробно здесь не касаемся, отсылая к [40]. В этой монографии, в частности, изложен новый алгоритм глобального upscaling'a на основе методов оптимального управления.

Тем не менее, в общих чертах, об upscaling'e можно сказать следующее.

- Принципиальный недостаток 3D геологической модели – это наличие неколлекторов с нулевой проницаемостью. Тогда в случае как качественного, так и некачественного upscaling'a 3D гидродинамическая модель становится ущербной. Она не допускает вертикальных фильтрационных течений.

Нередко при upscaling'e низкопроницаемые пропластки «теряются» при объединении слоев сеточной модели. Это приводит, наоборот, к завышению степени вертикальной сообщаемости.

Концепция эффективного порового пространства (ЭПП) дает ключ к корректному upscaling'у низкопроницаемых прослоев. Они не только должны сохраняться в 3D модели, но и выделяться в отдельные сеточные слои со своими реалистичными свойствами.

- Второй недостаток современных 3D гидродинамических моделей состоит в том, что по ряду отмеченных ранее причин геологические и балансовые запасы нефти (газа) не соответствуют фактическим. В работах [41, 42] авторы относительно достоверные положения в теории и практике разработки месторождений нефти и газа стали выделять в качестве принципов. Применительно к рассматриваемой проблеме соответствующий принцип сформулирован следующим образом.

---

\* Статья публикуется в авторской редакции. Часть 1 см. в настоящем выпуске журнала. Все рисунки см. в конце статьи.

### ***Принцип № 67***

Невозможно выполнить качественную адаптацию, создать достоверную 3D гидродинамическую модель залежи и осуществить долгосрочный прогноз показателей разработки, если запасы 3D модели отличаются от реальных, находящихся в пласте.

- Следующий недостаток 3D гидродинамических моделей состоит в произвольном задании степени анизотропии проницаемости вдоль вертикальной координаты. Это помимо задания нулевой проницаемости у «неколлекторов».

Данный недостаток устраняется при переходе к концепции ЭПП. Эта концепция ликвидирует понятие «неколлекторов» с их нулевой проницаемостью. Данное обстоятельство, с одной стороны, позволяет от распространенной технологии латерального заводнения переходить к технологии вертикально-латерального заводнения. Однако такой переход возможен при достоверном знании проницаемости вдоль вертикальной координаты. Это, в свою очередь, потребовало обоснования новой технологии исследования скважин и пластов. В результате родилась технология 3D гидропрослушивания. Обо всем этом будет сказано ниже.

- В современной практике адаптации создаваемой 3D гидродинамической модели к фактическим данным эксплуатации скважин широко используется коррекция функций относительных фазовых проницаемостей (ОФП). Эта вынужденная мера является следствием переноса искажений 3D геологической модели в 3D гидродинамическую модель пласта, а также масштабного фактора. Не вдаваясь в детали, отметим, что здесь целесообразно руководствоваться следующим принципом.

### ***Принцип № 66***

Концепция абсолютного порового пространства (АПП) не контролирует «произвол» в изменениях ОФП при адаптации 3D гидродинамической модели к данным разработки залежи. Напротив, концепция ЭПП налагает определенные четкие ограничения:

- левая абсцисса кривых ОФП по определению равняется нулю,
- левая ордината ОФП для нефти не меняется, так как, по определению, она равняется единице,
- правая ее абсцисса также predetermined, ибо она равняется коэффициенту вытеснения нефти водой.

- При создании 3D гидродинамической модели и ее адаптации важно квалифицированно использовать данные ГИС и ГДИС. Не всегда имеется понимание, что по данным ГИС (с учетом петрофизических зависимостей) в концепции АПП оценивается абсолютная проницаемость (по воздуху), а по данным ГДИС – эффективная проницаемость.

Поэтому в случае концепции АПП, даже при наличии соответствующего понимания, затруднительно напрямую использовать данные ГДИС при процедуре адаптации. И наоборот, при переходе к концепции ЭПП результаты интерпретации ГДИС могут сразу закладываться в базу данных 3D гидродинамической модели (с учетом масштаба). Это возможно по причине естественной согласованности массива эффективных проницаемостей в 3D гидродинамической модели и эффективных проницаемостей, определяемых по данным ГДИС.

### ***Теория фильтрации***

Теория фильтрации – это базис теории разработки месторождений природных углеводородов. Как уже отмечалось, концепция ЭПП в большинстве случаев не приводит к коренной перестройке сложившейся теории фильтрации, но изменяет методологию исследований в сопредельных научных дисциплинах.

Вместе с тем необходимо остановиться на следующих двух обстоятельствах.

*Первое обстоятельство* имеет принципиальное значение для всей нефтегазовой науки. Оно связано с результатами довольно трудоемких лабораторных экспериментов по вытеснению вязких нефтей различными агентами, выполненных в 2008–2009 гг. в ООО «Газпром ВНИИГаз». Эксперименты проведены для термобарических условий (110 ат и 24°C) и коллекторских свойств одного из месторождений Восточной Сибири. Они проводились на моделях длиной 0,3; 1,0; 5,0 и 20,0 м. Вязкости нефти составляли 10 и 20 сПз.

В качестве рабочих агентов выступали: вода, раствор полимера (полиакриламида – ПАА), водогазовая смесь и эмульсионный раствор. Если при вытеснении нефти водой соотношение вязкостей воды и нефти было много больше единицы, то для других рабочих агентов их вязкость была кратно выше вязкости вытесняемой нефти. Некоторые результаты исследований приводятся на рис. 19 и 20. Более подробная информация – в [43].

Параметры для четырех вариантов на рис. 19:

1 – вытеснение водой, модель пласта длиной  $L = 0,3$  м, проницаемость модели  $k = 109$  мД;  
2 – вытеснение водой,  $L = 1$  м,  $k = 67$  мД; 3 – водогазовое воздействие,  $L = 0,3$  м,  $k = 109$  мД; 4 – раствором ПАА,  $L = 1$  м,  $k = 82$  мД.

Рис. 19 позволяет отметить необычный вид результатов экспериментов при использовании полимерного раствора и водо-метановой смеси.

- Во-первых, имеют место очень высокие значения коэффициентов вытеснения (около 0,8), несмотря на то, что эксперименты проводились с вязкими нефтями и при низких термобарических условиях. Поэтому они не соответствуют результатам других исследований по полимерному заводнению [44 и др.] и по водогазовому воздействию [45 и др.].

- Во-вторых, значительные объемы нефти добываются после прорыва рабочего агента на выход из модели пласта.

- И наконец, коэффициенты вытеснения различаются между собой для моделей пластов разной длины.

Эти нетрадиционные особенности результатов экспериментов авторы объясняют:

- масштабным фактором,
- и, вследствие масштабного фактора, – различными объемами промывки элементарных участков (ячеек) модели пласта.

Данные выводы подтверждаются на основе созданной *post factum* адекватной математической модели пласта и другими результатами расчетов.

Отсюда авторы делают три важных вывода.

- Методология лабораторных экспериментов в области физики нефтегазового пласта нуждается в коррекции.

- Алгоритмы решения соответствующих фильтрационных задач и методологию 3D гидродинамического моделирования следует приводить в соответствие с результатами лабораторных экспериментов.

- Результаты лабораторных экспериментов заставляют пересмотреть некоторые догмы в теории и практике разработки месторождений нефти и газа, о чем будет сказано позже.

*Второе обстоятельство.* Наши оппоненты замечают, что в определенных технологиях увеличения КИН могут меняться базисные коэффициенты  $m_{\text{эф}}$  вследствие изменения  $S_{\text{во}}$ . И это якобы «смертельный» недостаток концепции ЭПП. На это есть следующие ответы.

- Базисные коэффициенты  $m_0$  также меняются в процессе разработки, и это не являлось до сих пор проблемным фактором.
- Базовые уравнения концепции ЭПП соответствуют постоянству во времени массы остаточной воды. В концепции АПП, в свою очередь, задается неизменной величина  $S_{во}$ . То есть это альтернативные допущения.
- В традиционных технологиях заводнения не удастся обнулять коэффициенты остаточной нефтенасыщенности, не говоря уже о коэффициентах остаточной водонасыщенности, что подтверждает приемлемость допущений предыдущего пункта.
- Если при воздействии на пласт возможно существенное изменение массы (объема) остаточной воды (тепловые методы и т.п.), то в любом случае необходимы соответствующие «экзотические» лабораторные эксперименты. Их результаты учитываются в концепции АПП – заданием соответствующих замыкающих соотношений, а в концепции ЭПП – дополнительным источником/стоком в уравнениях (3)–(4) (см. часть 1 настоящей статьи).

### ***Теория и практика разработки месторождений нефти***

I. Приведенные ранее результаты лабораторных экспериментов, если они повсеместно справедливы, вносят серьезные изменения в теорию и практику разработки нефтяных месторождений по ряду причин.

В 50-х годах акад. А.П. Крылов [46] для расчета КИН предложил следующую простую формулу:

$$\text{КИН} = K_{\text{выт}} \cdot K_{\text{охв}}. \quad (9)$$

Здесь  $K_{\text{выт}}$  – коэффициент вытеснения, учитывает эффективность процесса вытеснения нефти водой на микроуровне,  $K_{\text{охв}}$  – коэффициент охвата вытеснением, характеризует эффективность вытеснения на макроуровне.

С появлением иных техники и технологий разработки возникла необходимость использования многочленных формул для КИН [47]:

$$\text{КИН} = \text{КИН}_1 + K_{\text{выт}_1} K_{\text{охв}_1} + K_{\text{выт}_2} K_{\text{охв}_2} + \dots \quad (10)$$

Здесь  $\text{КИН}_1$  – КИН при режиме истощения;  $K_{\text{выт}_1}$ ,  $K_{\text{выт}_2}$ ,  $K_{\text{охв}_1}$ ,  $K_{\text{охв}_2}$  – коэффициенты вытеснения нефти водой, газом газовой шапки и охвата соответствующими процессами вытеснения. И т.д.

В наступившую 3D компьютерную эру формулы (9), (10) стали применять для определения  $K_{\text{ОХВ}}$ , при известном значении КИН по результатам 3D моделирования.

М. Маскет в классической монографии [48] показал, что  $K_{\text{ОХВ}}$  возрастает во времени. Это объясняется ростом во времени объема закачиваемого рабочего агента. При этом зависимости  $K_{\text{ОХВ}} = f(t)$  оказываются затухающими во времени и выпуклыми к оси ординат. Данное обстоятельство подтверждено практикой разработки всех нефтяных месторождений в мире.

Тогда важно, что зависимости  $K_{\text{ВЫТ}} = f(t)$  на рис. 19 и 20 также являются растущими и затухающими во времени зависимостями. Значит, можно усомниться в том, что фактические выполаживающиеся зависимости КИН =  $f(t)$  есть результат поведения только зависимости  $K_{\text{ОХВ}} = f(t)$ . Можно утверждать, что поведение зависимости КИН =  $f(t)$  есть результат одновременного соответствующего поведения зависимостей  $K_{\text{ВЫТ}} = f(t)$  и  $K_{\text{ОХВ}} = f(t)$ .

Но ведь не исключается и такой вывод:

- поведение зависимости КИН =  $f(t)$  может предопределяться, в значительной мере, поведением зависимости  $K_{\text{ВЫТ}} = f(t)$ .

Посмотрим, сильно ли мы преувеличили этот предельный вывод. Для этого позаимствуем пример из книги выдающегося специалиста в области горизонтального и многозабойного бурения [49].

В Бориславнефти на участке Мариам продуктивный песчаник Ямна разрабатывался скважинами с расстоянием 30–80 м друг от друга в течение более 40 лет (с 1914 г.). В 1957 г. их дебиты по нефти составляли от 0,1 до 2 т/сут.

Многозабойные скважины, пробуренные между ними под руководством А.М. Григоряна, вступили в эксплуатацию с дебитами по нефти от 15 до 28 т/сут каждая. Причем высокие дебиты, многократно превышающие дебиты обычных скважин, сохранялись годами и имели более пологую динамику снижения, чем у обычных скважин.

Данный пример говорит о том, что, видимо, на многих месторождениях в формировании зависимости КИН =  $f(t)$  существенное участие принимает зависимость  $K_{\text{ВЫТ}} = f(t)$ . Следовательно, могут иметь место значительные не охваченные вытеснением запасы нефти.

Здесь уместно вспомнить известную проблему, связанную с трассерными исследованиями. В многочисленных публикациях отмечается высокая скорость продвижения трассеров к забоям добывающих скважин [50]. Это связано с наличием трещин, каналов, высокопроницаемых пропластков. Они могут препятствовать росту  $K_{\text{охв}}$  во времени, так как закачиваемая вода преимущественно поступала и будет поступать к добывающим скважинам именно по указанным предпочтительным путям. При этом основной массив пород слабо охватывается процессом заводнения.

II. Концепция ЭПП (с «безобидными» дифференциальными уравнениями) позволила создать ряд новых технологий разработки. Это удалось, в частности, вследствие отказа от рукотворного понятия неколлекторов. В качестве примера приведем две такие технологии [42].

*Первая технология.* В слоисто-неоднородном пласте все прослои задаются со своими значениями проницаемости. То есть мы устраним нулевые значения проницаемости у неколлекторов.

Тогда удастся альтернативно реализовать процесс вертикально-латерального заводнения. Схема реализации такого процесса применительно к элементу разработки на основе использования горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин приводится на рис. 21. Такая технология разработки была рекомендована, утверждена ЦКР и принята к реализации на Новогоднем месторождении в Западной Сибири.

Сказанное означает, что концепция ЭПП к традиционным технологиям латерального и вертикального заводнения добавляет технологию вертикально-латерального заводнения (см. рис. 22). Очевидно, что искомая технология не пригодна для слоистого пласта при выделении в его разрезе прослоев-неколлекторов.

Ранее, до рождения концепции ЭПП, применительно к Карачаганакскому месторождению была рекомендована и принята к реализации технология вертикально-латерального сайклинг-процесса [51]. На рис. 23 приводятся профильные разрезы для элемента пласта с вертикальными добывающими и нагнетательными скважинами.

Здесь на рис. 23, *а* дается конфигурация фронта вытеснения жирного газа сухим к моменту прорыва сухого газа в добывающие скважины по наиболее проницаемому прослою. Видно, что имеет место низкий коэффициент охвата  $K_{\text{охв}}$ . На рис. 23, *б*, 23, *в* интервалы закачки и отбора газа разнесены как по латерали, так и по горизонтали. На рис. 23, *б* интервалы закачки в нагнетательной скважине находятся ниже интервалов отбора, на

рис. 23, *в* – наоборот. В настоящее время рассматриваемая технология обобщена на случай использования горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин.

В двух последних случаях допрорывной  $K_{\text{охв}}$  (на рис. 23, *б* и *в*) оказывается кратно выше по сравнению с первым (рис. 23, *а*).

**Вторая технология.** Она касается разработки линзовидных коллекторов. Эта технология приводится потому, что она могла возникнуть только в случае приятия концепции ЭПП. Следовательно, она весьма поучительная.

Принимается, что нефтенасыщенная линза с непроницаемой, согласно традиционному представлению, внешней границей является круговой. Ее диаметр 500 м, толщина пласта 20 м, коэффициент проницаемости 500 мД, вязкость нефти 1 сПз, воды 0,5 сПз, пластовое давление 250 ат.

Нетрудно видеть, что отсутствует необходимость рассмотрения варианта разработки линзы в режиме истощения пластовой энергии.

Поэтому рассмотрена серия вариантов разработки линзы на основе заводнения, с использованием вертикальных скважин. На рис. 24 дается наиболее предпочтительный вариант размещения добывающей и нагнетательной скважин. Результаты расчетов для этой сетки и иных неблагоприятных вариантов размещения скважин, а также с учетом площадной анизотропии приведены на рис. 25.

Из рис. 25 видно, что, скорее всего, разработка изолированной линзы на основе заводнения не может отличаться высоким КИН (значительны красные области – оставляемые объемы нефти). Ибо вскрывшая линзу первая разведочная скважина с малой вероятностью окажется удачно размещенной относительно ее границы.

Окружающие линзу породы якобы являются неколлекторами. Они характеризуются проницаемостью в 1,0 мДарси. Что близко к традиционной величине граничного значения проницаемости.

Однако, согласно концепции ЭПП, примем их в рассмотрение. Тогда расчетная схема соответствует рис. 26. Это означает, что

- внешняя граница линзы является проницаемой;
- линза играет роль укрупненной скважины;
- добычу нефти планируем осуществить на основе одной добывающей скважины в режиме истощения пластовой энергии. Это приведет к снижению забойного давления на



стенке укрупненной скважины. В результате можно надеяться на приток нефти в линзу из окружающих низкопроницаемых коллекторов.

- для интенсификации данного процесса предусмотрим бурение нагнетательной горизонтальной скважины не в линзе, а в окружающих коллекторах (рис. 26).

Результаты некоторых расчетов приведены на рис. 27. Даже при самом благоприятном размещении скважин в случае заводнения линзы максимальное значение КИН не превысит 80%. В случае технологии разработки на основе концепции ЭПП КИН может быть сколь угодно большим, значимо более 100% при отнесении накопленной добычи к запасам линзы.

Здесь дополнительные положительные результаты зависят от числа активизирующих нагнетательных скважин. Так, степень активизации некондиционных запасов на основе четырех нагнетательных скважин можно проследить на рис. 28.

Другими словами, даже с точки зрения технологий разработки исходные дифференциальные уравнения являются не настолько «безобидными». Напротив, концепция ЭПП расширяет арсенал технологий разработки месторождений нефти и газа при соответствующем адекватном учете реальной геологической модели продуктивного пласта.

### ***Исследование скважин***

Можно теперь напомнить, что на рис. 1 (см. часть 1 настоящей статьи) были две пустые клеточки. Эти клеточки “заставила” заполнить концепция ЭПП. Так что теперь уточненная структура нефтегазовой науки может выглядеть так, как предложено на рис. 29.

Появление этих клеточек продиктовано несколькими обстоятельствами. Остановимся на одном.

Как уже было сказано, концепция ЭПП привела к отрицанию понятия неколекторов, то есть прослоев с нулевой проницаемостью. Это позволило предложить, в частности, технологии вертикально-латерального заводнения, сайклинг-процесса и другие.

Однако это не означает, что эти технологии теперь пригодны на все случаи жизни. Их применимость в значительной степени зависит от степени гидродинамической сообщаемости пласта вдоль вертикальной координаты. Для решения данной задачи была обоснована технология 3D гидропрослушивания [42, 52]. Это такая технология, когда забой возбуждающей и системы реагирующих скважин разнесены по вертикали и латерали.

При этом желательно, чтобы реагирующие скважины располагались «веером» вокруг возбуждающей скважины.

В простейшем виде вариант размещения возбуждающей и реагирующих скважин, представленный на рис. 30, уже относится к технологии 3D гидропрослушивания.

Другими словами, классификацию методов гидропрослушивания сегодня может отражать рис. 31.

Некоторое время назад технология 3D гидропрослушивания была реализована на Памятно-Сасовском месторождении [42]. На рис. 32 приводится карта участка месторождения с размещением возбуждающей нагнетательной и системой реагирующих скважин.

На рис. 33 дается профильный разрез пласта с забоями пробуренных скважин. На рис. 34 и 35 в качестве примера приводятся фактические и расчетные забойные давления в одной из реагирующих и возбуждающей скважинах. При уточнении проницаемостей вдоль вертикальной координаты использовалась имевшаяся 3D гидродинамическая модель пласта. Для нее расчетные давления по скважинам характеризуются пунктирными линиями.

В результате итерационной процедуры по уточнению коллекторских свойств пласта достигнута хорошая степень совпадения расчетных (сплошные линии) и фактических (линии с ромбами) давлений.

В общем случае при решении данного класса обратных задач в 3D однофазной постановке в качестве минимизируемого критерия качества выступает функционал

$$J(\vec{u}) = \sum_{j=1}^M \sum_{w=1}^N C \left( p_{w_p}^j - p_{w_\phi}^j \right)^2. \quad (11)$$

Здесь  $j$  – порядковый номер проведенных замеров,  $M$  – количество таких моментов,  $N$  – количество скважин, по которым осуществляются замеры,  $C$  – 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  $w$ .

При достаточной полноте и достоверности исходной информации удается определить все компоненты матрицы симметричного тензора проницаемости –  $k_{xx}, k_{yy}, k_{zz}, k_{xy}, k_{xz}, k_{yz}$ . Для этого при решении обратной задачи привлекаются методы теории оптимального управления [42].

В достаточно общем виде соответствующие алгоритмы рассматриваются в [53, 54].

Другая клеточка на рис. 30 характеризует класс обратных задач в 1D и 2D двухфазной постановке [42, 55, 56, 57], когда специализированные исследования выполняются применительно к одной скважине.

Эти обратные задачи формулируются в оптимизационной постановке, то есть требуется минимизировать следующий функционал

$$J = \sum_{j=1}^M \left[ \alpha_1(p_j^r - p_j^m) + \alpha_2(S_j^r - S_j^m) + \alpha_3(W_j^r - W_j^m) \right]. \quad (12)$$

Здесь сумма берется по всем моментам времени  $j$ , на которые имеются замеры,  $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$  – весовые коэффициенты. Индекс  $r$  относится к фактическим данным,  $m$  – к расчетным,  $p$  – забойное давление в скважине,  $S$  – насыщенность в прискважинной зоне пласта или в отдельном ее интервале по разрезу,  $W$  – обводненность добываемой продукции.

Одно из технологических решений заключается в создании вблизи исследуемой скважины последовательных разнонаправленных фильтрационных течений. Например, после бурения скважина не сразу превращается в нагнетательную. Сначала в нее осуществляется закачка порции воды, затем из нее производится отбор воды, переходящий постепенно в отбор нефти. И только после этого скважина переводится в число нагнетательных. Мониторинг за этими процессами и решение обратных задач с использованием методов теории оптимального управления позволяют идентифицировать, помимо традиционных параметров, функции относительных фазовых проницаемостей по нефти, воде, газу, тип коллектора, проницаемость вдоль координаты  $z$  и др.

Более подробная информация о выполненных исследованиях дается в [42].

### ***Заключение***

3D компьютерное моделирование «неожиданно» высветило совокупность несогласованностей и упущений в нефтегазовой науке. Они заставили авторов:

- восстанавливать нарушенную системность в иерархически выстроенной совокупности научных дисциплин нефтегазовой науки, устранить в ней субъективную компоненту. Поучительный урок здесь в том, что современный специалист должен отлично разбираться в своей научной дисциплине и хорошо чувствовать положение дел в сопредельных научных дисциплинах. То есть система подготовки и переподготовки кадров нуждается в коррекции.

- обосновать новую концепцию эффективного порового пространства.

Важность концепции ЭПП в том, что она, с одной стороны, способствует естественному восстановлению системности среди научных дисциплин в пределах нефтегазовой науки. С другой стороны, она меняет методологию исследований практически во всей совокупности научных дисциплин. В результате цели, задачи и методы их решения начинают базироваться на реалистичной основе. А главное, концепция ЭПП позволила создавать новые технологии разработки и заставила авторов обосновать новые методы исследования скважин и пластов.

Другие выводы заключаются в следующем.

- Приводимые результаты лабораторных экспериментов меняют устоявшиеся представления в теории и практике разработки месторождений нефти и газа. Они, в частности, показывают, что традиционно определяемые коэффициенты вытеснения  $K_{\text{выт}}$  являются заниженными, а находимые по данным 3D моделирования коэффициенты охвата вытеснением  $K_{\text{охв}}$  – завышенными. Это свидетельствует о возможных немалых резервах повышения КИН на многих месторождениях.

- Независимые исследования других авторов по обоснованию новой методологии интерпретации ГИС [58, 59], во-первых, «нечаянно» подтверждают жизненность идей, возникающих на основе концепции ЭПП. Во-вторых, они обеспечивают концепцию ЭПП важной для нее исходной информацией о параметрах эффективного порового пространства.

#### ЛИТЕРАТУРА

40. *Закиров Э.С.* Upscaling в 3D компьютерном моделировании. М.: ЗАО “Книга и Бизнес”, 2007. 344 с.

41. *Закиров С.Н., Закиров Э.С., Закиров И.С. и др.* Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. М., 2004. 520 с.

42. *Закиров С.Н., Индрунский И.М., Закиров Э.С. и др.* Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа: Часть 2. М.; Ижевск: Ин-т компьютер. исслед., 2009. 484 с.

43. *Люгай Д.В., Николаев В.А., Лапшин В.И.* Повышение углеводородоотдачи при разработке газо- и нефтегазоконденсатных месторождений // Газовая пром-сть. 2009. Спецвыпуск 633. С. 10-13.

44. *Wang D., Cheng J., Wu J., Wang G.* Experiences learned after production more than 300 million barrels of oil polymer flooding in Daqing oil field // SPE paper 77693 presented at the ATCE, San Antonio, 29 Sept. – 2 Oct. 2002.
45. *Christinsen J.R., Stenby E.H., Skauge A.* Review of WAG field experience // SPE Res. Eval. & Eng. 2001. April. P. 97-106.
46. *Крылов А.П.* Состояние теоретических работ по проектированию разработки нефтяных месторождений и задачи по улучшению этих работ // Опыт разработки нефтяных месторождений и задачи по улучшению этих работ. М., 1957. С. 116-139.
47. *Закиров И.С., Корпусов В.И.* Коррекция структуры формулы для КИН // Нефт. хоз-во. 2006. №1. С. 66-68.
48. *Маскет М.* Физические основы технологии добычи нефти: Пер. с англ. М.: Гос-топтехиздат, 1953. 606 с.
49. *Григорян А.М.* Вскрытие пластов многозабойными и горизонтальными скважинами. М.: Недра, 1969. 190 с.
50. *Санников В.А.* Обоснование критериев идентификации трещин и методика расчета фильтрационной неоднородности по данным трассирования потоков индикаторами // Тр. VII Междунар. технол. симпоз. «Новые технологии освоения и разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и газа и повышения нефтегазоотдачи», Москва, 18–20 марта 2008 г. М., 2008. С. 264-269.
51. *Закиров С.Н., Леонтьев И.А., Мусинов И.В., Шведов В.М.* Поддержание давления в газоконденсатной залежи с неоднородными по свойствам коллекторами // Тр. ВНИИГаза «Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием давления». М., 1988.
52. *Закиров Э.С., Индрупский И.М., Левченко В.С.* и др. Вертикальное и 3D гидропрослушивание продуктивных пластов // Тр. VII Междунар. технол. симпоз. «Новые технологии освоения и разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и газа и повышения нефтегазоотдачи», Москва, 18–20 марта 2008 г. М., 2008. С. 49-63.
53. *Закиров Э.С.* Трехмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа. М.: Изд. дом «Грааль», 2001. 302 с.
54. *Закиров И.С.* Развитие теории и практики разработки нефтяных месторождений. Ижевск: Ин-т компьютер. исслед., 2006. 356 с.
55. *Индрупский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П.* и др. Определение относительных фазовых проницаемостей в скважинных условиях // Нефт. хоз-во. 2008. №5. С. 38-42.

56. *Индрупский И.М.* Идентификация параметров трещинно-порового коллектора // Докл. РАН. 2005. Т. 405, № 5.
57. *Аникеев Д.П.* Идентификация свойств пласта при специализированных исследованиях скважины // Технологии ТЭК. 2007. №3. С. 32-35.
58. *Кожевников Д.А.* Петрофизическая инвариантность гранулярных коллекторов // Геофизика. 2001. №4. С. 31-37.
59. *Кожевников Д.А., Коваленко К.В., Арсибеков А.А.* Инвариантность петрофизических связей в адаптивной интерпретации ГИС // Каротажник. 2009. Вып. 7. С. 69-86.

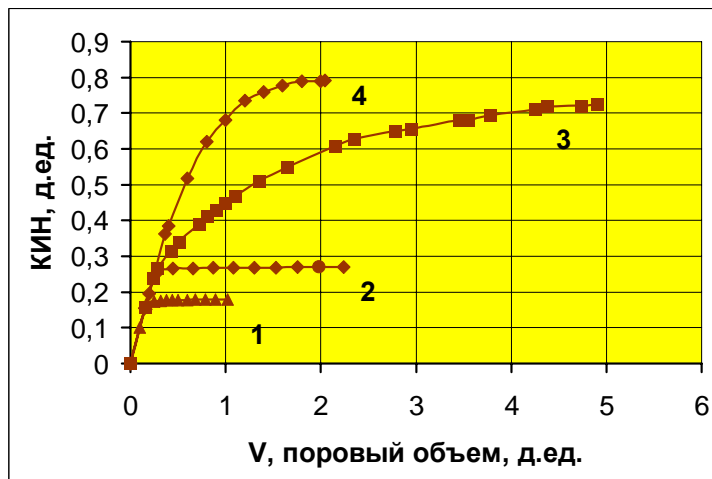


Рис. 19. Динамика коэффициента вытеснения нефти различными агентами: 1, 2 – водой, 3 – водогазовое воздействие, 4 – раствор ПАА

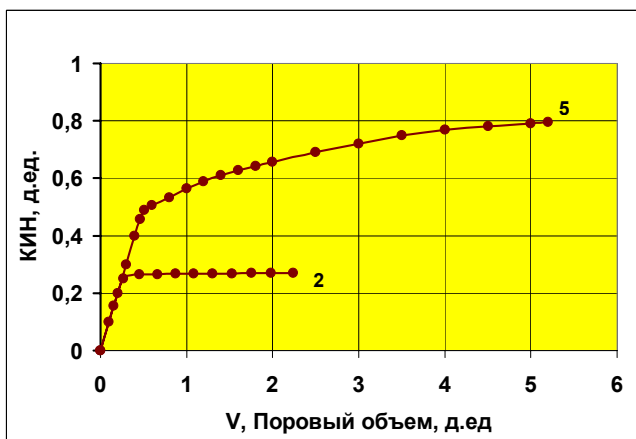


Рис. 20. Зависимости коэффициента вытеснения от объема прокачки: 2 – вода, 5 – эмульсионный раствор

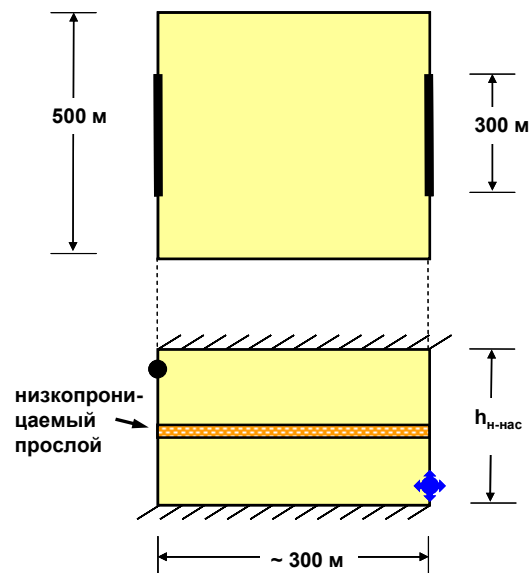


Рис. 21. Схема вертикально-латерального заводнения на основе горизонтальных стволов (размеры условные)



Рис. 22. Технологии разработки на основе заводнения

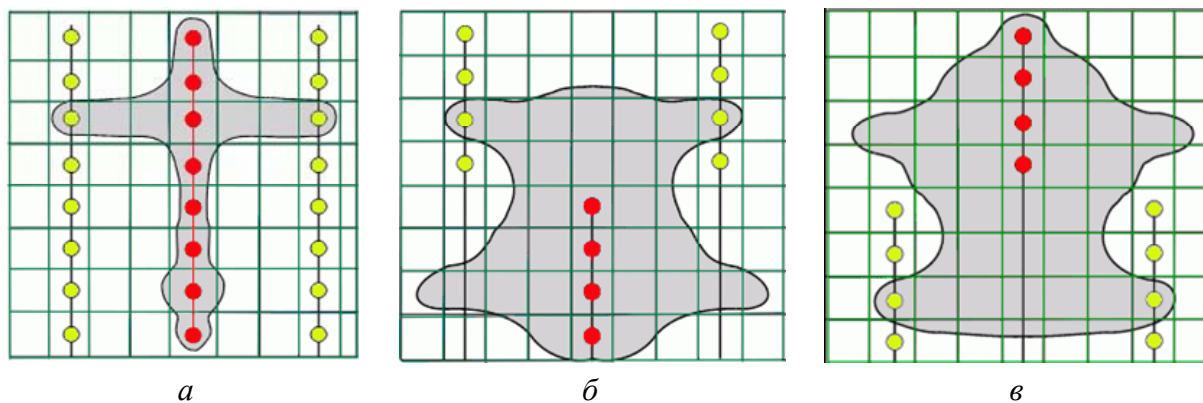


Рис. 23. Схемы сайклинг-процесса применительно к Карачаганакскому месторождению:  
*a* – традиционная, *б* – вертикально-латерального вытеснения снизу вверх,  
*в* – вертикально-латерального вытеснения сверху вниз  
 (● – нагнетательная скважина, ● – эксплуатационная скважина)

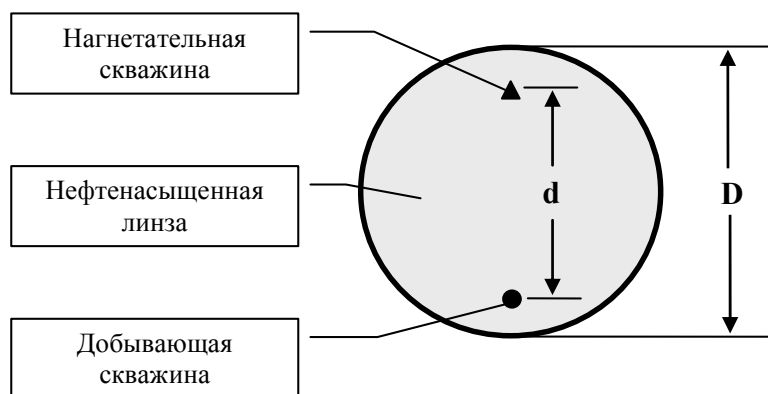


Рис. 24. Наилучший вариант разработки изолированной линзы



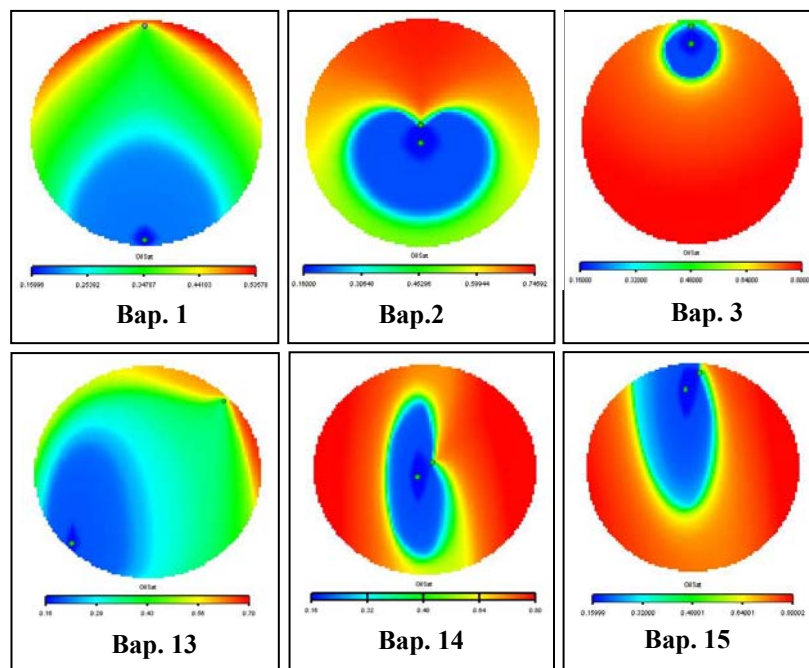


Рис. 25. Разработка линзы в различных вариантах

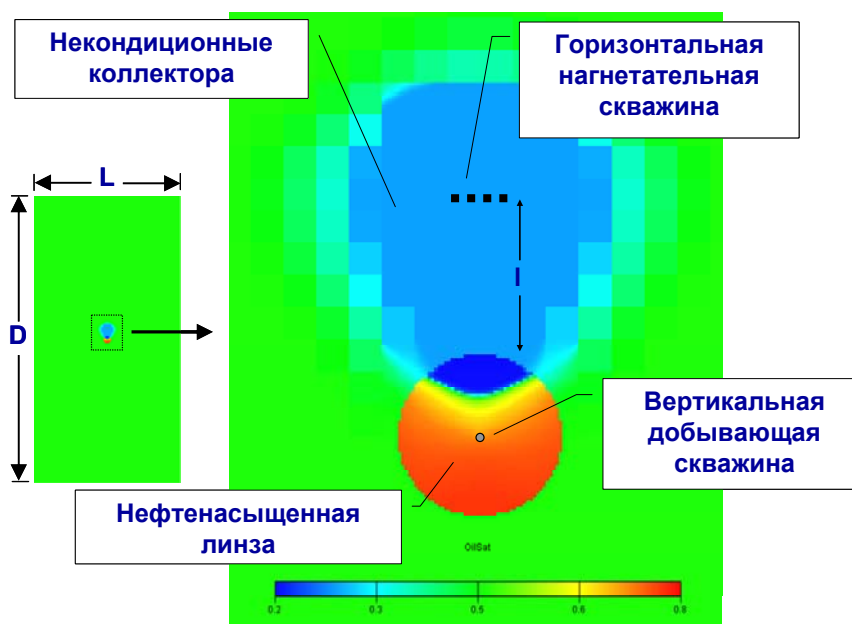


Рис. 26. Распределение нефтенасыщенности при заводнении некондиционных коллекторов

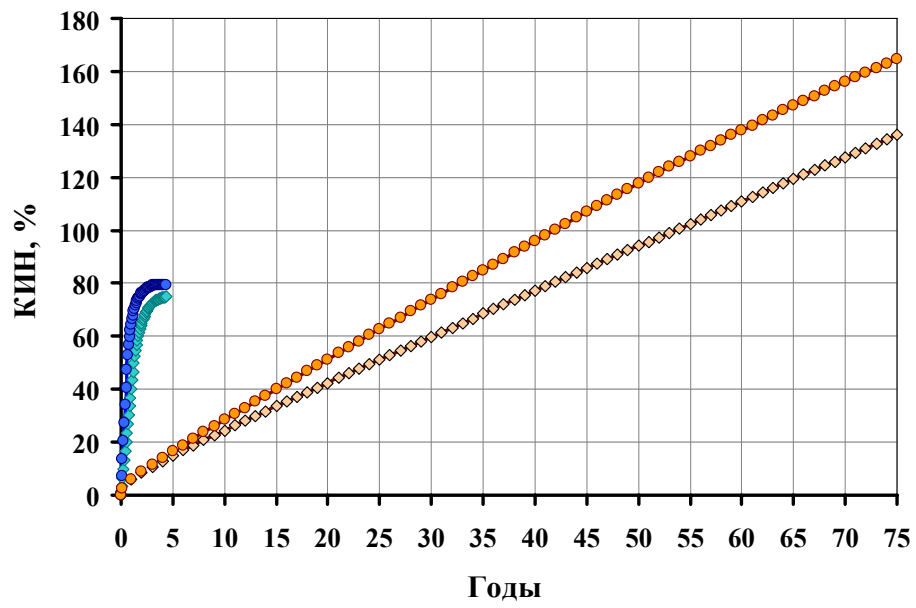


Рис. 27. Динамики КИН при заводнении линзы в различных вариантах

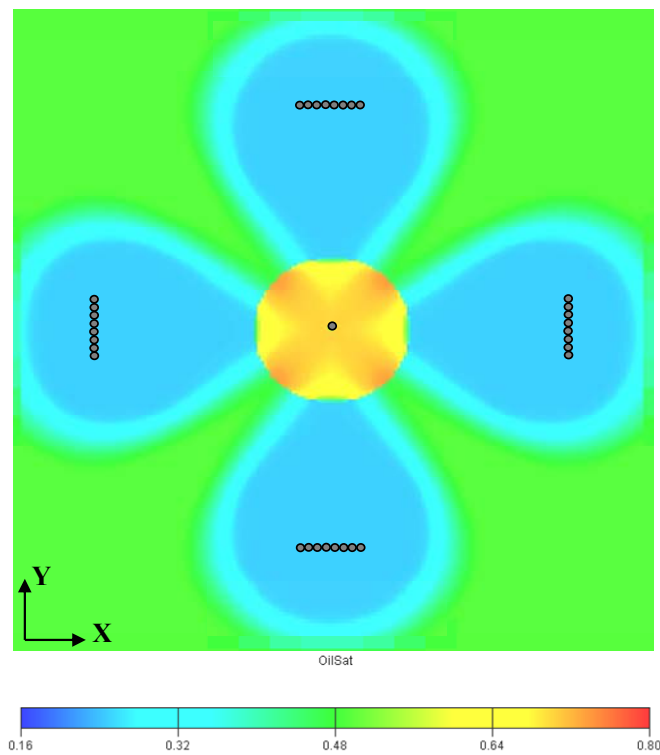


Рис. 28. Зоны нефтеводонасыщения согласно варианту с четырьмя нагнетательными горизонтальными скважинами

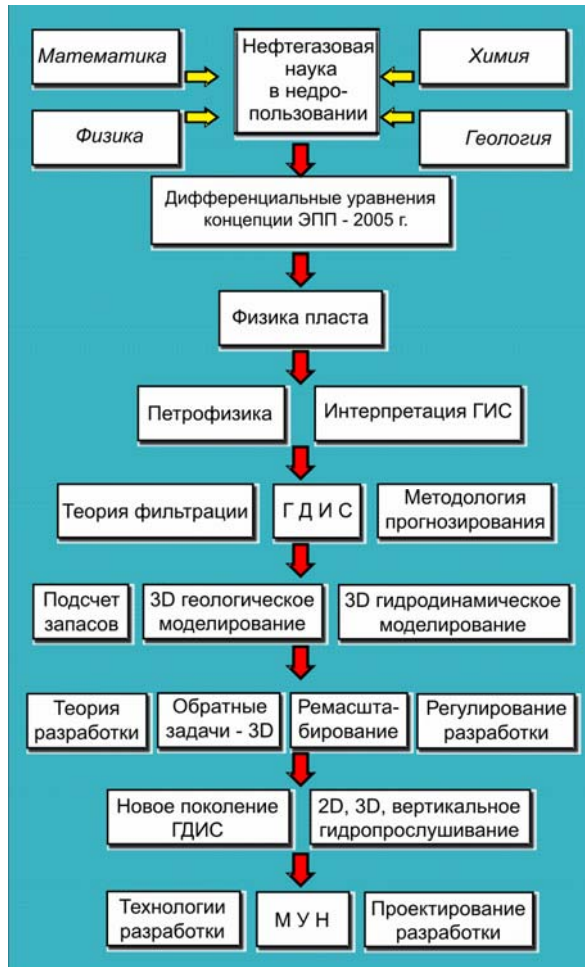


Рис. 29. Иерархическая структура нефтегазовых научных дисциплин согласно концепции ЭПП

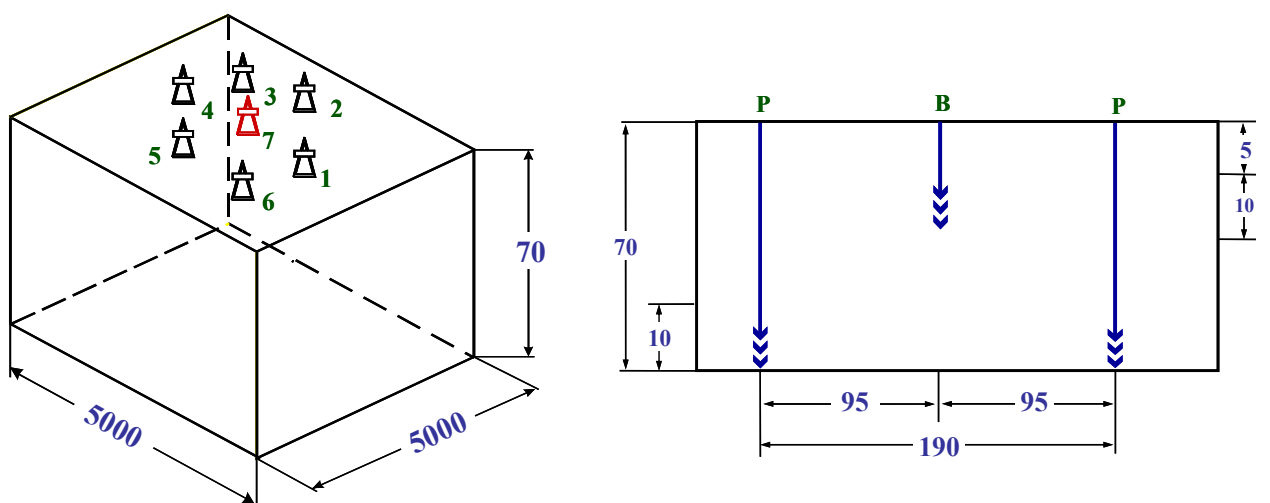


Рис. 30. Схема 3D гидропрослушивания.  
1-6 – реагирующие, 7 – возбуждающая скважина



Рис. 31. Классификация методов гидропрослушивания

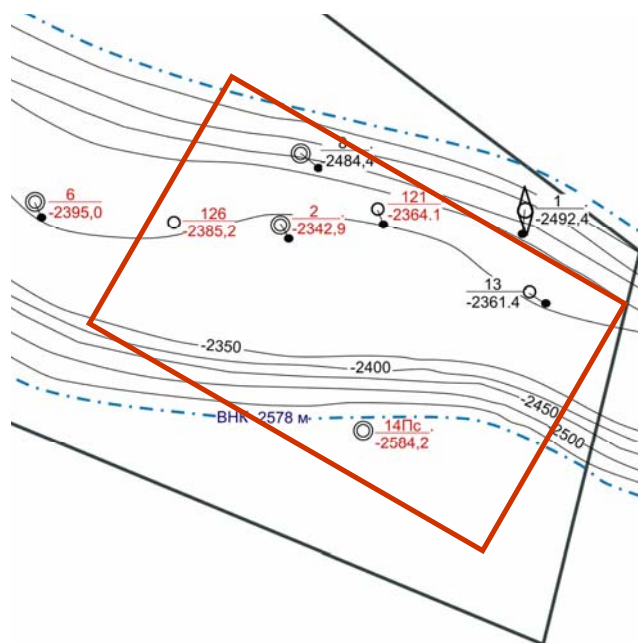


Рис. 32. Структурная карта участка пласта, охваченного 3D гидропрослушиванием

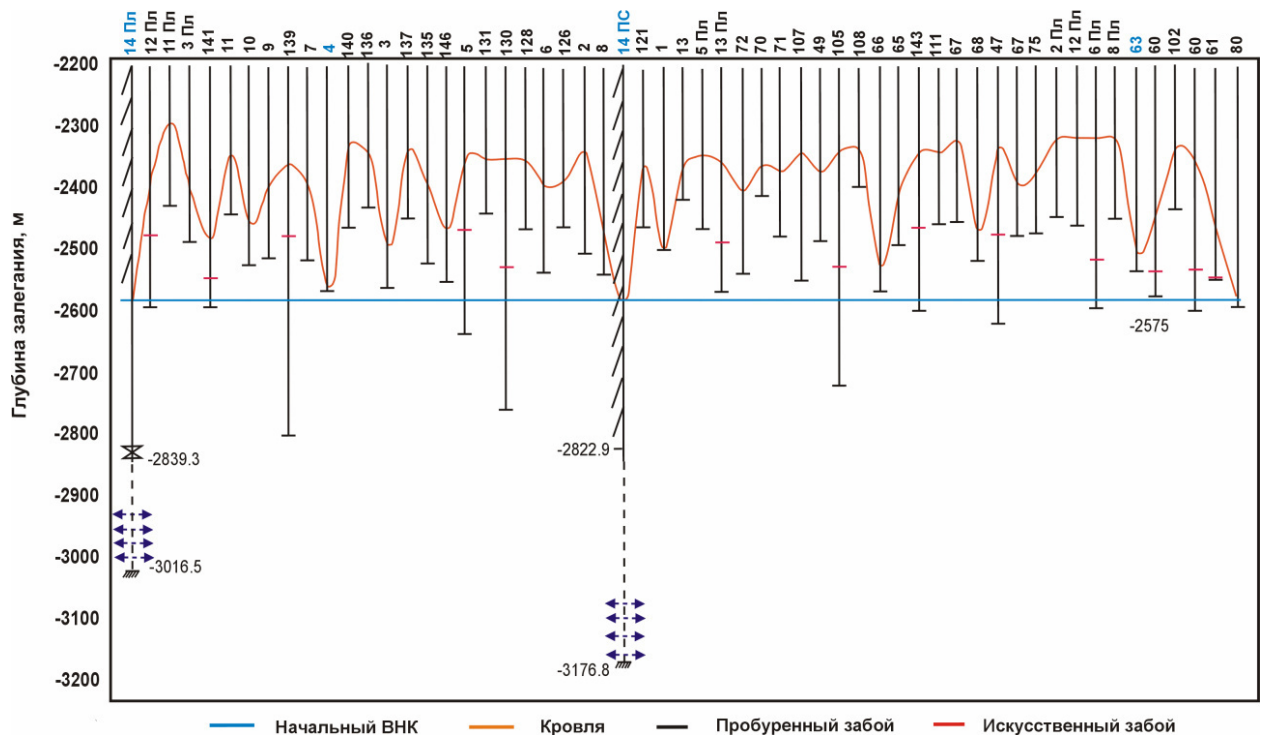


Рис. 33. Профильный разрез с расположением забоев добывающих и нагнетательных скважин

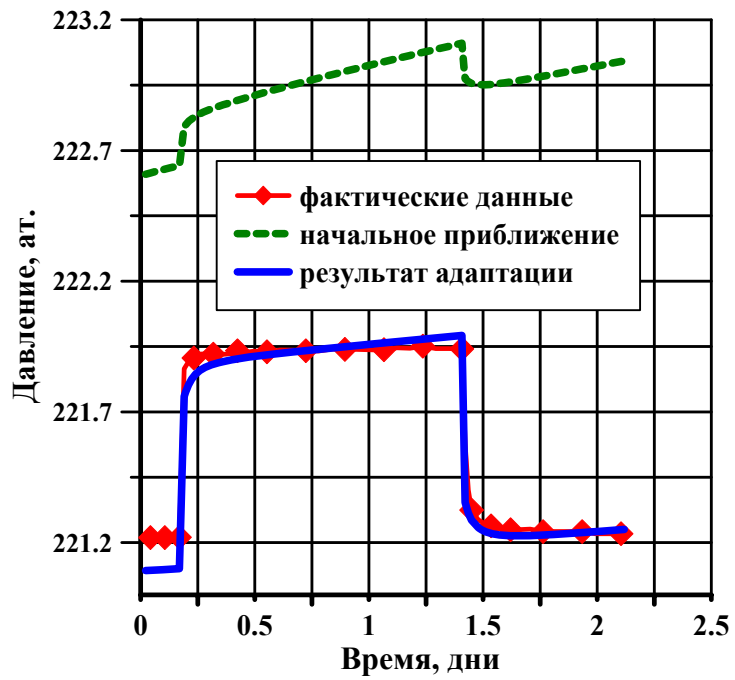


Рис. 34. Динамики забойного давления для реагирующей скважины 126

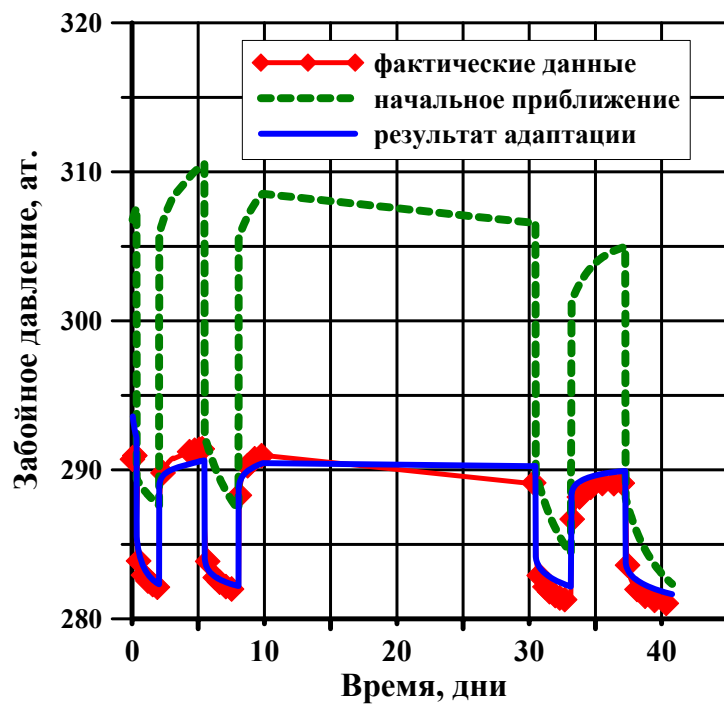


Рис. 35. Динамики забойного давления для возбуждающей скважины 14