

Практические работы

по курсу «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» для студентов III курса геолого-географического факультета специальности «Геология и разведка месторождений полезных ископаемых», специализации «Геология, поиск и разведка нефтяных и газовых месторождений»

Составил старший преподаватель кафедры геологии и географии
Абрамович А.А.

РЕПОЗИТОРИЙ ТГУ ИМЕНИ Ф. СКОРИН

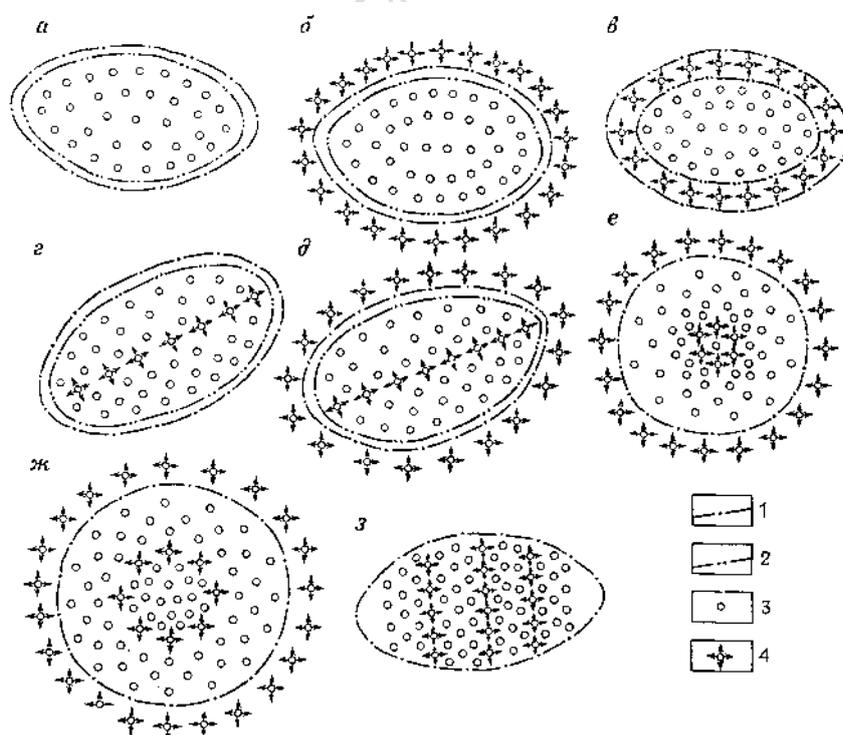
Практическая работа 1. Геолого-промысловое обоснование систем разработки нефтяных и газовых месторождений

Учет геолого-промысловых факторов при выборе и обосновании систем разработки нефтяных месторождений

Классификация систем разработки эксплуатационных объектов на нефтяных месторождениях: А. Без поддержания пластового давления; Б. С поддержанием пластового давления: I – законтурное заводнение; II – приконтурное заводнение; III – внутриконтурное заводнение: 1) осевое, 2) центральное, 3) кольцевое; 4) разрезание на блоки, 5) площадное, 6) избирательное, 7) очаговое.

А. Системы разработки без поддержания пластового давления. Эти системы достаточно эффективны для разработки объектов, которые характеризуются следующими геолого-промысловыми особенностями: а) водонапорным режимом при естественном напоре краевых и подошвенных вод; высокими значениями коллекторских свойств, гидропроводности, подвижности; в) низкой вязкостью в пластовых условиях; г) высокой пьезопроводностью пласта; д) отсутствием фациальных замещений пласта; е) отсутствием тектонических нарушений; ж) высокой гидродинамической связью между нефтяной и законтурной частями залежи; з) шириной залежи не более 4-5 км.

Фронт продвигающейся краевой воды в однородном пласте перемещается параллельно внешнему контуру нефтеносности. В этом случае добывающие скважины планируется размещать рядами параллельно внешнему контуру нефтеносности. Число рядов должно быть нечетным



для обеспечения возможности извлечения нефти из центральной части залежи через стягивающий ряд (рис. 1, а).

Рисунок 1 – Системы разработки залежей: а – с использованием естественного напора краевых вод; б – с законтурным заводнением; в – с приконтурным заводнением; г – с продольным (осевым) заводнением; д – с осевым в сочета-

нии с законтурным; *е* – с центральным заводнением; *ж* – с кольцевым заводнением; *з* – с разрезанием залежи на отдельные блоки. Контур нефтеносности: 1 – внешний, 2 – внутренний; скважины: 3 – добывающие, 4 – нагнетательные

С целью предотвращения преждевременного обводнения, как добывающих скважин, так и отдельных участков залежи в процессе разработки залежей маловязкой нефти первый ряд добывающих скважин обычно располагают в пределах внутреннего контура нефтеносности. При повышенной и высокой вязкости нефти, добывающие скважины следует размещать и в пределах водонефтяных зон для повышения конечного коэффициента нефтеизвлечения.

Б. Системы разработки с поддержанием пластового давления

1. Законтурное заводнение рекомендуется для разработки объектов, которые характеризуются следующими геолого-промысловыми особенностями: а) шириной залежи не более 4-5 км; б) однородным строением залежи; в) высокими коллекторскими и фильтрационными свойствами продуктивных пластов; г) небольшой вязкостью нефти в пластовых условиях; д) отсутствием фациальных замещений; е) отсутствием тектонических нарушений; ж) наличием гидродинамической связи между законтурной и нефтяной частями залежи.

Добывающие скважины рекомендуется располагать рядами (батареями) параллельно внешнему контуру нефтеносности. Число таких рядов должно быть нечетным для обеспечения отборов нефти из центральной части залежи через стягивающий ряд. Нагнетательные скважины располагают по возможности на минимальном расстоянии от внешнего контура нефтеносности, равном обычно половине расстояния между нагнетательными скважинами (рис. 1, б).

II. Приконтурное заводнение применяют с учетом в основном тех же факторов, что и при законтурном заводнении. Однако в этом случае вследствие образования различных экранов может быть значительно ослаблена гидродинамическая связь между нефтяной и законтурной частями залежи. Эксплуатационные скважины в этом случае располагают так же, как и при законтурном заводнении, параллельно контурам нефтеносности (рис. 1, в). Нагнетательные скважины проектируют в пределах нефтяной части залежи на минимальном расстоянии от внешнего контура нефтеносности.

III. Внутриконтурное заводнение.

1. Осевое (продольное) заводнение применяют в пределах эксплуатационных объектов, которые характеризуются следующими геолого-промысловыми особенностями: а) шириной объектов эксплуатации (залежей) более 4-5 км (рис. 1, г); б) низкими фильтрационными характеристиками пласта; в) закономерным ухудшением коллекторских свойств объек-

тов от сводовых частей залежей к периферии; г) низкой вязкостью нефти.

В случае хорошей гидродинамической связи между законтурной и нефтяной частями залежи и примерно одинакового соотношения вязкости нефти и закачиваемой воды осевое заводнение применяют в комплексе с законтурным (рис. 1, д).

Нагнетательные скважины при осевом заводнении размещают вдоль оси структуры, а добывающие – рядами параллельно разрезающему ряду и внешнему контуру нефтеносности. Расстояние между линией нагнетания и первым эксплуатационным рядом обычно принимают равным расстоянию между рядами добывающих скважин. Для объектов с низкой геологической неоднородностью и высокими значениями подвижности это расстояние увеличивают в 1,2-1,5 раза. При сочетании осевого и законтурного заводнения в первую очередь необходимо планировать бурение нагнетательных скважин, как в пределах залежи, так и за контуром нефтеносности, а также добывающих скважин в рядах, которые прилегают к нагнетательным скважинам.

2. Центральное заводнение применяют в пределах эксплуатационных объектов, которые характеризуются следующими геолого-промысловыми особенностями: а) небольшими размерами залежей (1-3 км) изометричной формы; б) закономерным ухудшением фильтрационных характеристик от сводовой к периферийным частям залежи; в) сравнительно однородным строением, небольшими фаціальными замещениями; г) малой вязкостью нефти.

В центральной части залежи намечают от 3 до 7 нагнетательных скважин вдоль окружности радиусом 250-300 м. Добывающие скважины располагают концентрическими рядами параллельно внешнему контуру нефтеносности в пределах как чисто нефтяной, так и водонефтяной зон (рис. 1, е).

3. Кольцевое заводнение следует применять на тех эксплуатационных объектах, которые характеризуются следующими геолого-промысловыми особенностями: а) изометричной, овальной формой; б) большими размерами залежей; в) небольшой расчлененностью; г) малой вязкостью нефти; д) незначительной фаціальной изменчивостью.

Нагнетательные скважины размещают по кольцу, максимальная эффективность которого достигается при расстоянии 0,4 радиуса залежи; в законтурной области они располагаются параллельно внешнему контуру нефтеносности (рис. 1, ж). Добывающие скважины размещают параллельно внешнему контуру и кольцевому ряду нагнетательных скважин.

5. Разрезание залежей (эксплуатационных объектов) на отдельные блоки рядами нагнетательных скважин применяют для объектов, которые характеризуются следующими геолого-промысловыми особенностями: а) значительными размерами; б) высокой геологической неоднородностью и

значительной фациальной изменчивостью пород; в) низкими коллекторскими и фильтрационными свойствами; г) повышенной и высокой вязкостью нефти; д) высокой расчлененностью; е) низкой песчанистостью; ж) низкой гидропроводностью.

В этом случае площадь эксплуатационного объекта разрезают рядами нагнетательных скважин на отдельные полосы шириной 3-5 км. Направление линий разрезания выбирают вкрест преимущественного простирания зон коллекторов с различной проницаемостью (рис. 1, з). Добывающие скважины располагают рядами, параллельными нагнетательным скважинам. Число рядов в каждом блоке должно быть нечетным. В настоящее время наиболее часто применяют трехрядные системы расположения добывающих скважин, обеспечивающие наиболее интенсивный отбор из эксплуатационных объектов (например, на месторождениях Западной Сибири). Пятирядные системы разработки при ширине 4-5 км рекомендуются преимущественно при значениях подвижности более $0,1 \text{ мкм}^2/(\text{мПа}\cdot\text{с})$. Для залежей с меньшей подвижностью следует применять более интенсивные системы с меньшим числом рядов добывающих скважин и более узкими по ширине блоками (полосами) разработки.

Система разработки с разрезанием эксплуатационных объектов на блоки имеет следующие преимущества перед системами с законтурным и приконтурным заводнением:

а) значительно улучшаются показатели разработки неоднородных объектов;

б) в разработку можно вводить с опережением любые блоки залежей, особенно те, которые содержат большие запасы нефти и характеризуются высокими дебитами скважин; в) форма блоков может максимально отобразить геолого-промысловые особенности залежей; г) в необходимых случаях ее можно использовать в сочетании, как с законтурным, так и с приконтурным заводнением; д) позволяют наиболее эффективно контролировать и регулировать разработку.

5. Системы разработки с площадным заводнением применяют на тех эксплуатационных объектах (залежах), которые отличаются следующими геолого-промысловыми особенностями: а) значительной толщиной пластов; б) сравнительно однородным строением пластов-коллекторов; в) низкими значениями вязкости нефти; г) довольно низкими фильтрационными характеристиками пласта.

При системах с площадным заводнением нагнетательные скважины чередуют с добывающими, выдерживая между ними определенное расстояние. При этом применяются следующие варианты их размещения: а) линейная система скважин, при которой ряды нагнетательных скважин чередуют с рядами добывающих, размещая в шахматном порядке (рис. 2, а); б) пятиточечная система, при которой нагнетательные скважины раз-

мещают в вершинах квадрата, а добывающую – в его центре (рис. 2, б); в) семиточечная система выбирается в зависимости от подвижности нефти, причем нагнетательные скважины располагают в углах правильного шестиугольника, а добывающую – в его центре (рис. 2, в); г) девятиточечные системы применяют в зависимости от неоднородности залежи и фильтрационной характеристики, нагнетательные скважины находятся как в вершинах квадратов, так и посередине его сторон, а добывающая – в его центре (рис. 2, г); д) четырехточечная система, при которой нагнетательные скважины размещают в вершинах треугольника, а добывающую – в его центре (рис. 2, д).

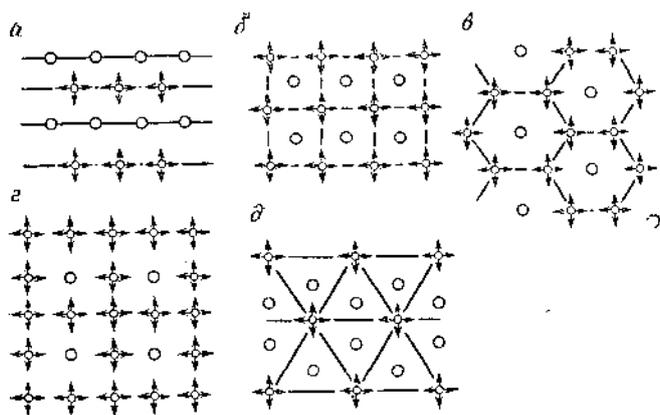


Рисунок 2 – Системы разработки с площадным заводнением:

а – линейная; б – пятиточечная; в – семиточечная; г – девятиточечная; д – четырехточечная. Условные обозначения см. на рис. 1.

б. Системы разработки с избирательным заводнением следует рекомендовать для тех эксплуатационных объектов, которые ха-

рактеризуются следующими особенностями: а) значительной неоднородностью залежей, линзовидным строением и значительной прерывистостью; б) довольно резким изменением коллекторских свойств; в) изменением фильтрационных параметров пласта; г) резким изменением эффективной толщины пласта; д) значительной расчлененностью.

В целом описываемый вид заводнения является разновидностью площадного заводнения. При этом эксплуатационный объект разбуривают по равномерной треугольной или квадратной сетке. В качестве нагнетательных выбирают скважины, в которых фиксируются максимальная толщина пласта, наилучшая фильтрационная характеристика, максимальное число проницаемых пропластков и их связь с аналогичными прослоями в добывающих скважинах (обеспечивается максимальный охват заводнением по площади залежи). При такой системе разработки число нагнетательных скважин значительно сокращается по сравнению с их числом при площадном заводнении.

7. Системы разработки с очаговым заводнением рекомендуются на эксплуатационных объектах, где уже была внедрена та или иная система разработки, которая на отдельных участках не оправдала себя ввиду несоответствия геолого-промысловым особенностям залежи. Очаговое заводнение в этом случае дополняет принятую систему разработки и улучшает выработку запасов. Очаговые скважины проектируют при: а) выклинивании коллектора; б) значительной прерывистости пласта; в) резком измене-

нии коллекторских свойств пласта; г) значительном изменении фильтрационных свойств залежи; д) наличии линзовидных тел; е) наличии литологически и статиграфически экранированных залежей.

Системы разработки нефтегазовых месторождений

При наличии в газовой залежи нефтяной оторочки разработку газовой шапки следует проводить после выработки нефти. В некоторых случаях можно одновременно разрабатывать как газовую, так и нефтяную части залежи, но темп снижения пластового давления в них соответственно должен оставаться одинаковым.

Разработка нефтегазовых залежей и месторождений осуществляется с применением следующих систем: I – без поддержания пластового давления; II – с поддержанием пластового давления: 1) законтурное заводнение; 2) барьерное заводнение.

I. Системы разработки нефтегазовых залежей без поддержания пластового давления эффективны для эксплуатационных объектов, где проявляются следующие геолого-промысловые особенности: а) основными движущими силами, продвигающими нефть к забоям скважин, являются энергия расширяющегося газа в газовой шапке и энергия подошвенной или краевой воды; б) высокие коллекторские свойства; в) незначительная неоднородность залежей; г) высокая фильтрационная характеристика залежей; д) незначительное соотношение вязкости нефти и внедряющейся залежь пластовой воды; е) крутые углы падения пластов.

II. Системы разработки нефтегазовых залежей с поддержанием пластового давления.

1. Системы разработки нефтегазовых залежей с *законтурным заводнением* применяют на эксплуатационных объектах, для которых характерны следующие геолого-промысловые особенности: а) небольшой объем нефтяной части залежи; б) низкие коллекторские и фильтрационные свойства пласта; в) повышенная вязкость нефти; г) малоактивная водоносная система залежи; д) наличие гидродинамической связи между продуктивной и законтурной частями пласта; е) недостаточный запас пластовой энергии в залежи.

В этом случае нагнетательные скважины располагают за внешним контуром нефтеносности (см. рис. 1, б), а разработка нефтегазовых залежей в целом не отличается от разработки нефтяных залежей.

2. Системы разработки нефтегазовых залежей с *барьерным заводнением* рекомендуются для эксплуатационных объектов, для которых характерны следующие геолого-промысловые факторы: а) малоактивная водоносная система залежи; б) наличие плотных непроницаемых пропластков в интервале газонефтяного контакта; в) небольшие углы падения пород; г) проницаемость вкрест напластования пород гораздо ниже проницаемости по напластованию; д) отсутствие трещиноватости пород.

Нагнетательные барьерные скважины бурят вдоль внутреннего контура газоносности или в непосредственной близости от него, закачиваемая вода образует как бы барьер, который отделяет газонасыщенную часть залежи от нефтенасыщенной. При этом раздел газ – нефть остается на одном уровне, что позволяет одновременно добывать как нефть, так и газ.

Практическая работа 2. Геолого-промысловые условия размещения добывающих и нагнетательных скважин

В процессе проектирования разработки должна быть создана рациональная система размещения добывающих скважин, которая бы максимально отвечала геолого-промысловым особенностям изучаемого эксплуатационного объекта.

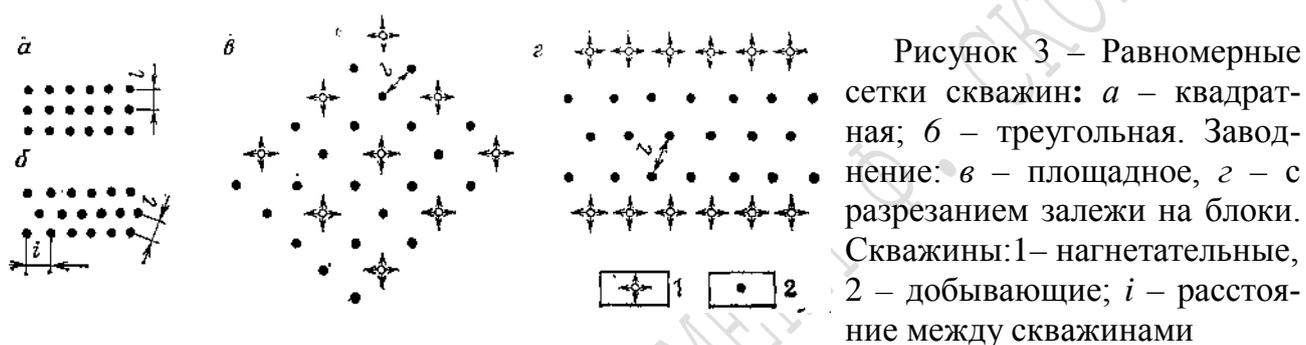
С целью геолого-промыслового обоснования размещения добывающих и нагнетательных скважин строят карты, характеризующие строение продуктивных пластов, в первую очередь – структурные и зональные, а также карты участков залежей, однородных по комплексу геолого-промысловых признаков. Однако по данным редкой сети разведочных скважин более или менее уверенно можно оценить лишь средние значения параметров объекта. Особенности его геологической неоднородности, характер изменчивости фильтрационных и емкостных свойств остаются плохо изученными. Поэтому в настоящее время принято осуществлять двухэтапное разбуривание эксплуатационных объектов. На первом этапе бурят проектные скважины основного фонда, т.е. скважины, расположенные по площади объекта по строго геометрической сетке, форму которой определяют с учетом принимаемой разновидности метода воздействия на пласт, а плотность (густоту) – с учетом средних параметров объекта, полученных по данным разведки. На втором этапе последовательно бурят скважины резервного фонда, предусмотренные проектным документом и составляющие 20-50 %, а иногда и более от скважин основного фонда. Местоположение этих скважин в первом проектном документе (ТСП) не определяется, а их количество обосновывается исходя из сложности строения объекта разработки, плотности принимаемой сетки основного фонда скважин, степени изученности объекта. Места заложения резервных скважин устанавливают после бурения скважин основного фонда на основе большего объема геолого-промысловой информации, полученной при их бурении и эксплуатации.

Резервные скважины размещают на участках объекта, по геологическим и другим причинам не вовлеченных или недостаточно вовлеченных в разработку основным фондом скважин. На объектах, по которым в завершающей стадии будет происходить стягивание контуров нефтеносно-

сти, часть резервных скважин бурят на линиях стягивания контуров. Этим достигаются более высокие уровни добычи в завершающей стадии разработки и повышение конечного нефтеизвлечения.

В результате бурения скважин вначале основного, а затем и резервного фонда на эксплуатационном объекте, в конечном счете, обычно создается неравномерная, с различными расстояниями между соседними скважинами, сетка, отвечающая характеру геологической неоднородности продуктивных пластов эксплуатационного объекта. Такие сетки наиболее эффективны и экономичны при разработке месторождений.

По характеру размещения скважин основного фонда различают сетки равномерные и равномерно-переменные (рядами). Равномерными называют сетки с одинаковым расстоянием между всеми скважинами (рис. 3).



Их рекомендуют для залежей, скважины на которых имеют ограниченный радиус действия из-за низкой проницаемости или высокой неоднородности продуктивных пластов, при повышенной вязкости нефти, для обширных водонефтяных или подгазовых зон. Равномерное размещение скважин производят при площадном и избирательном заводнении, при разрезании залежей на узкие блоки. Равномерные сетки целесообразны также при использовании новых методов воздействия на пласт. При равномерной сетке относительно просто изменить размещение или увеличить количество нагнетательных скважин, повсеместно или выборочно уплотнить сетку, изменить направления потоков жидкости в пластах и т. д.

Равномерные сетки делятся на квадратные и треугольные (см. рис. 3). Квадратные сетки на нефтяных месторождениях используют сравнительно редко. Основное условие их применения – резкая изменчивость коллекторских и фильтрационных свойств пласта, значительная его неоднородность. Применение квадратной сетки на таких месторождениях позволяет пробуренными добывающими скважинами проводить дальнейшее изучение залежи, ее неоднородности и на этой основе уплотнять сетку скважин, т. е. в конечном итоге переходить на треугольную.

В настоящее время квадратные сетки широко применяют при разработке газовых залежей, что позволяет более равномерно дренировать залежь, обеспечить устойчивые дебиты газа и достичь максимальной газо-

отдачи.

Треугольные сетки при разработке нефтяных месторождений используют более широко. В этом случае площадь между скважинами дренируется более интенсивно, чем при квадратной сетке. Треугольная сетка может быть получена путем бурения дополнительных (резервных) скважин в центрах квадратов при разбурировании залежи на первом этапе по квадратной сетке.

При разбурировании залежей по равномерной сетке необходимо обращать внимание геологической службы на недопустимость искривления скважин в процессе бурения, что может привести к значительному искажению запроектированной сети скважин.

Равномерно-переменными (рядными) называют сетки, в которых расстояние между рядами скважин больше, чем расстояние между скважинами в рядах (рисунок 4). Расстояние между рядом нагнетательных и ближним рядом добывающих скважин может равняться расстоянию между рядами добывающих скважин или быть несколько большим его. Увеличение расстояний между рядами способствует продлению безводного периода эксплуатации скважин. Такое расположение скважин целесообразно на залежах пластового типа при системах разработки, когда нагнетательные

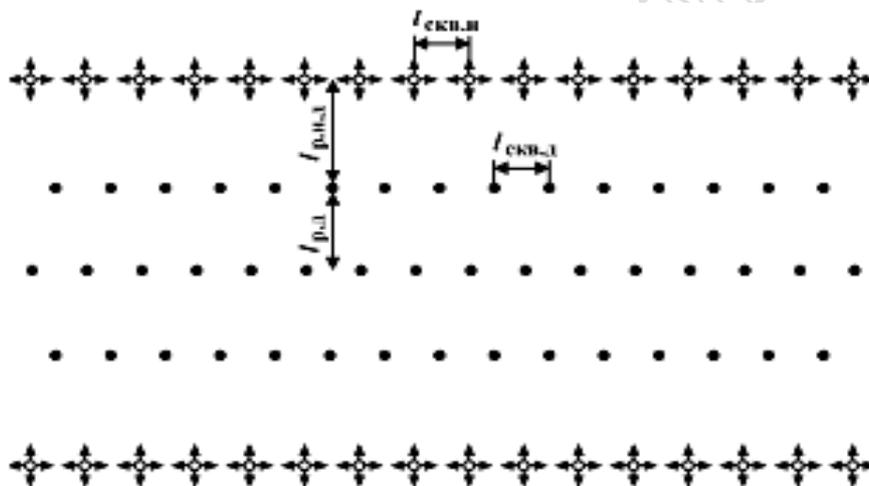


Рисунок 4 – Равномерно-переменная сетка скважин. Расстояния между скважинами: $l_{скв.д}$ – добывающими, $l_{скв.н}$ – нагнетательными; $l_{р.н-д}$ – расстояние между рядом нагнетательных скважин и первым рядом добывающих скважин; $l_{р.д}$ – расстояние между рядами добывающих скважин

скважины размещаются в геометрических рядах – при законтурном и приконтурном заводнении, а также всех разновидностях разрезания залежей.

В общем случае равномерно-переменные сетки при размещении добывающих и нагнетательных скважин параллельными рядами целесообразно применять на объектах с благоприятной геологопромысловой характеристикой, обладающих сравнительно высокой продуктивностью. Расположение скважин рядами обычно называют линейным.

В последние годы стали применяться ячеистые равномерно-переменные сетки скважин, рекомендуемые для карбонатных трещинно-поровых коллекторов с повышенной вязкостью пластовой нефти.

Системы размещения добывающих скважин рядами по форме разделяют на две группы: с незамкнутыми (рисунок 5) и замкнутыми (кольцевыми, рис. 1) рядами. Незамкнутые ряды применяют при разработке стратиграфически или литологически экранированных залежей. В этом случае ряды добывающих скважин размещают параллельно начальному контуру

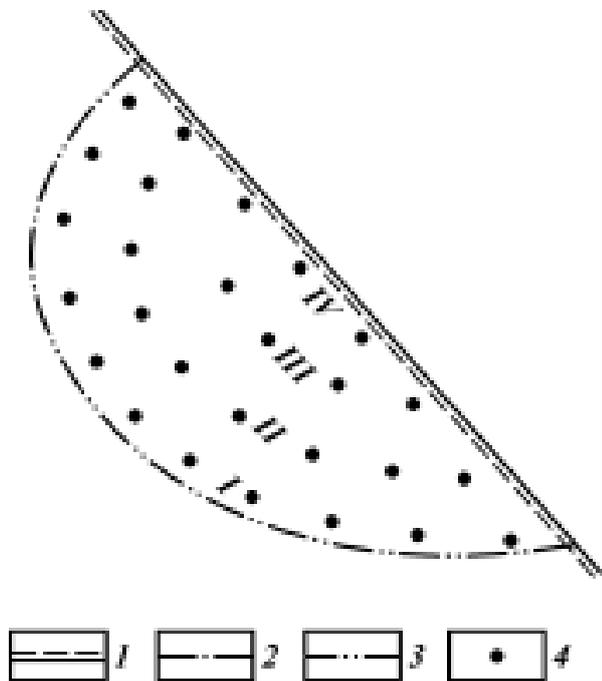


Рисунок 5 – Незамкнутые ряды добывающих скважин: 1 – дизъюнктивное нарушение; контуры нефтеносности; 2 – внешний, 3 – внутренний; 4 – добывающие скважины: I-IV – ряды скважин

нефтеносности. Кроме того, незамкнутые ряды используют также при разрезании залежи рядами нагнетательных скважин на отдельные блоки разработки. При этом ряды добывающих скважин располагают параллельно нагнетательным скважинам и вкрест простирания структуры.

Замкнутые (кольцевые) ряды, или батареи, предусматриваются для разработки залежей, приуроченных к антиклинальным и брахиантиклинальным складкам, при проектировании на них законтурного, приконтурного, осевого, кольцевого и центрального заводнения.

Отмеченные системы размещения добывающих скважин, кроме того, группируют по взаимному расположению рядов, по степени их уплотнения, по темпу ввода рядов в эксплуатацию, по порядку ввода скважин в эксплуатацию, по методу воздействия на пласт.

Важнейший показатель любой системы разработки – плотность сетки добывающих скважин, т. е. размер площади нефтяной залежи, приходящейся на одну скважину. Часто пользуются таким показателем, как плотность сетки скважин в зоне разбуривания. Она определяется как отношение площади зоны отбора нефти к числу пробуренных в ее пределах добывающих скважин.

На основании опыта разработки нефтяных залежей установлено, что для обеспечения при вытеснении нефти водой достаточно высокого нефтеизвлечения на объектах с менее благоприятной геолого-промысловой характеристикой необходимо применять более плотные сетки основного фонда скважин, а впоследствии добуривать большее число резервных скважин.

Ориентировочно можно дать следующие рекомендации по выбору

плотности основной сетки для разных геологических условий.

Сетки добывающих скважин плотностью 100-42 га/скв. (от 900×1000 до 600×700 м) целесообразно применять на залежах с особо благоприятной геолого-физической характеристикой: с низким соотношением вязкостей пластовой нефти и вытесняющей воды (1-5), с проницаемостью коллекторов более 0,4 мкм², при сравнительно однородном строении эксплуатационного объекта. Сетки добывающих скважин плотностью 28-16 га/скв. (от 500×500 до 400×400 м) следует применять на залежах нефти в геологически неоднородных пластах при соотношении вязкости нефти и воды (4-20) при средней проницаемости и повышенной неоднородности. Сетки плотностью менее 16 га/скв. (меньше 400×400 м) применяют на залежах с высокой степенью неоднородности продуктивных пластов или с их низкой проницаемостью, а также на залежах с высокой относительной вязкостью нефти и воды (более 25) и залежах, требующих ограничения отбора жидкости из скважин в связи с конусообразованием воды или газа, неустойчивостью пород-коллекторов и т. д. Сетки плотностью менее 16 га/скв. рекомендуются при использовании новых методов повышения нефтеизвлечения.

Системы размещения нагнетательных скважин при закачке в них воды подразделяют на две группы: с законтурным заводнением, с внутриконтурным заводнением.

При законтурном заводнении нагнетательные скважины размещают на расстоянии 200-300 м от внешнего контура нефтеносности. Расстояния между нагнетательными скважинами принимают в 1,5-2 раза больше расстояний между добывающими скважинами. При этом учитываются геолого-промысловые особенности залежей, необходимые объемы закачиваемой воды, приемистость нагнетательных скважин, а также объемы извлекаемой жидкости из пласта в пластовых условиях. Нагнетательные скважины необходимо размещать на половине расстояния между добывающими скважинами первого эксплуатационного ряда, т. е. в шахматном порядке. Нагнетательные скважины, как правило, следует бурить одновременно с добывающими скважинами первого и второго рядов.

При внутриконтурном заводнении разбуривание залежи обычно начинают с нагнетательных скважин, которые на первых этапах используют в качестве добывающих. С помощью этих скважин максимально дренируется залежь и снижается пластовое давление, что в последующем облегчает их освоение под закачку воды. Нагнетательные скважины эксплуатируются на максимально возможных режимах, под закачку их используют через одну. Оставшиеся скважины эксплуатируются до момента подхода воды из соседних скважин, после значительного обводнения они также осваиваются под закачку, что способствует образованию единого фронта закачиваемой воды вдоль всего разрезающего ряда. Нагнетатель-

ные скважины располагают обычно на середине расстояния между добывающими скважинами первых эксплуатационных рядов. В случае ухудшения коллекторских свойств пласта расстояния между нагнетательными скважинами принимаются в 1,5-2 раза меньшими расстояний между добывающими скважинами в рядах.

Расстояние между первым рядом добывающих и рядом нагнетательных скважин предусматривается обычно в 2 раза больше, чем между рядами добывающих скважин. В зависимости от геолого-промысловых особенностей залежи, ее неоднородности это расстояние колеблется от 800 до 1600 м. Расстояние же между рядами добывающих скважин изменяется от 450 до 800 м. Следует отметить, что закачиваемая в нагнетательные скважины вода должна создавать такое давление на забоях, которое смогло бы обеспечить эксплуатацию добывающих скважин соответственно двух рядов по обе стороны от нагнетательных. Поэтому расстояния между нагнетательными скважинами сокращают по сравнению с соответствующими расстояниями при законтурном заводнении.

Практическое занятие 3. Контроль разработки залежей нефти и газа

Основным методом поддержания пластового давления, а, следовательно, уровня добычи нефти, является закачка воды в пласт, из которого отбирается нефть. Закачка воды производится в специально предназначенные для этой цели скважины, размещение которых по площади зависит от принятой схемы заводнения (законтурная, очаговая и др.). Сложное строение залежи, неоднородность отдельных проницаемых прослоев по коллекторским свойствам, изменение режимов отбора нефти и закачки воды и другие факторы обуславливают неравномерную выработку залежи, преждевременное обводнение пласта, вследствие чего не достигается проектный уровень добычи, либо добыча начинает падать раньше сроков, намеченных проектом разработки и т. д.

Как правило, на стадии разведки, подсчета запасов и проектирования схемы и режимов разработки получают недостаточно геолого-геофизических данных по месторождению. Очевидна необходимость пополнения их на стадии эксплуатационного бурения. Что касается оптимизации режимов разработки, то эта задача может быть успешно решена только на основе систематических исследований (геофизических, гидродинамических, лабораторных), выполняемых по рациональной программе, через установленные промежутки времени, в специально намеченных для этой цели скважинах.

Контроль разработки месторождений включает решение двух круп-

ных задач:

1) контроль процесса вытеснения нефти (установление характера насыщения, коэффициента нефтенасыщенности пластов и положения контура нефтегазонасыщенности на момент проведения исследований);

2) оценка эксплуатационных характеристик пласта (выделение в разрезе скважины интервалов притока и поглощения жидкости, определение мест обводнения продуктивного пласта, измерение пластовых давлений).

На основании получаемой геолого-геофизической и промысловой информации разрабатываются и осуществляются мероприятия по регулированию процесса разработки залежи в целом либо по проведению изоляционных работ, изменению режимов отбора нефти и изменению режимов закачки воды для отдельных скважин.

Задачи по контролю разработки надежно решаются при изучении пластов, не вскрытых перфорацией, после расформирования зоны проникновения, однако во многих случаях исследуются и перфорированные пласты.

Промыслово-геофизические и гидродинамические исследования осуществляются как в неработающих, так и действующих скважинах. Условия проведения исследований в неработающих скважинах, как правило, более легкие, чем в действующих. Работы в действующих скважинах осложняются наличием в них технологического оборудования (лифтовые трубы, штанги насосов), а также избыточным давлением на устье и требуют использования малогабаритных скважинных приборов и специального герметизирующего устьевого оборудования – лубризатора.

Исследование процесса вытеснения нефти в пласте

Контроль перемещения контура нефтеносности, вызванного отбором нефти и замещением ее пластовой либо закачиваемой в пласт водой, осуществляется с установленной периодичностью в скважинах, расположенных вблизи текущего контура нефтеносности. По результатам этих работ уточняется текущее положение контура нефтеносности, определяется скорость его перемещения, оценивается текущая и остаточная нефтенасыщенность пласта, принимаются меры по ликвидации прорыва воды на отдельных участках залежи.

Основными методами исследования процесса вытеснения нефти являются гамма-каротаж, нейтрон-нейтронный каротаж, гамма-гамма-каротаж, нейтронный гамма-каротаж, импульсный нейтрон-нейтронный или импульсный нейтронный гамма-каротаж, термометрия и широкополосный акустический каротаж.

В настоящее время основным типом аппаратуры, с помощью которой устанавливается местоположение водонефтяного и газожидкостного контактов, является импульсный генератор нейтронов (ИГН).

Аппаратура ИГН-36-2 предназначена для исследований действующих нефтяных и газовых скважин в процессе их работы. Спускоподъемные операции с этой аппаратурой могут производиться через насосно-компрессорные трубы или через межтрубное пространство. С помощью аппаратуры ИГН-36-2 выполняются:

1) гамма-каротаж (ГК) с двумя порогами энергетической дискриминации;

2) импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГК) и измерение среднего времени жизни тепловых нейтронов в породе (зонд 50 или 25 см);

3) исследования кислородным нейтронно-активационным методом (КНАМ) двумя зондами;

4) измерение любых других наведенных гамма-активностей, обусловленных взаимодействием быстрых и тепловых нейтронов с веществом.

Аппаратура ИГН-36-2 позволяет определить водонефтяной и газожидкостный контакты, газо- и нефтенасыщенность пласта, интервалы обводнения продуктивных пластов, находящихся в разработке, интервалы поступления воды в эксплуатационную скважину, интервалы поглощения жидкости в нагнетательной, затрубную циркуляцию воды и оценку характера этой затрубной циркуляции из-за некачественного цементирования обсадной колонны. С помощью ИГН-36-2 осуществляется литологическое расчленение разреза, вскрытого скважиной, определяются контакты жидкость – газ, вода – нефть в колонне или в межтрубном пространстве эксплуатационной скважины, уточняется глубина подвески башмака насосно-компрессорных труб, определяется соотношение калиевой и радий-ториевой составляющих естественной радиоактивности.

Принцип действия аппаратуры основан на облучении окружающей среды импульсными потоками быстрых нейтронов и регистрации гамма-излучения радиационного захвата тепловых нейтронов и наведенной активности, возникающих в скважине и прискважинной зоне пласта.

Аппаратура состоит из скважинного прибора и наземного комплекса.

Выделение отдающих и поглощающих жидкость интервалов в разрезе действующих скважин

Определение профиля притока жидкости в действующих нефтяных скважинах и профиля расхода (приемистости) воды в нагнетательных скважинах выполняется с помощью скважинных дебитомеров, расходомеров и высокочувствительных термометров.

Эффективные мощности и характер насыщения коллекторов устанавливаются по результатам геофизических исследований и данных прямых испытаний в открытом стволе скважины.

В действующих эксплуатационных и нагнетательных скважинах эффективные мощности определяются при разных режимах работы пласта аппаратами термокондуктивной дебитометрии и механическими расходомерами и дебитомерами, а также высокочувствительными термометрами, а в ряде случаев методом меченых атомов.

Расходомер РГД-5 предназначен для поинтервального измерения расхода воды в эксплуатационной колонне нагнетательной скважины, не оборудованной насосно-компрессорными трубами. Он позволяет исследовать профиль поглощения в скважинах, крепленных эксплуатационными трубами диаметром 146-168 мм. Измерение проводится поточечное. Поглощение воды пластом определяется путем вычисления разности показателей на границах исследуемого интервала с использованием градуировочной кривой прибора. Расходомер имеет два диапазона измерения.

Глубинный дистанционный дебитомер ДГД-8 с управляемым пакером используется для поинтервального измерения дебита жидкости в скважинах, крепленных колонной диаметром 146-168 мм со спущенными в них насосно-компрессорными трубами диаметром 50,8-63,5 м. Прибор можно спускать под насос по межтрубному пространству. Прибор применяется в комплекте аппаратуры промысловой станции «АИСТ».

При исследовании действующих скважин широко применяется термометрия, с помощью которой успешно решаются следующие задачи:

- 1) выделение отдающих жидкость пластов;
- 2) определение поглощающих пластов (приемистости);
- 3) установление интервалов обводнения.

Для этих целей используются либо термометры ТЧГ-28, либо комбинированные приборы, например термометр-индикатор расхода (Т-4), термометр-дебитомер (ТДА).

Термометр-индикатор расхода Т-4 работает в двух режимах: «расход» и «температура». Переключение режимов работы – дистанционное. Прибор позволяет проводить индикацию расхода жидкости в диапазоне 0-70 м³/ч для скважин, оборудованных эксплуатационной колонной диаметром 150 мм, и измерять температуру по стволу скважины (непрерывно, по точкам).

Термометр-дебитомер с автоматической компенсацией кривой предназначен для одновременного проведения высокочувствительной термометрии и дебитометрии в глубоких скважинах через насосно-компрессорные трубы и в открытом стволе. Он используется для регистрации температурных градиентов по стволу скважины с целью определения затрубных перетоков флюида, выделения работающих пропластков в интервале перфорации и оценки относительной интенсивности их работы.

При наличии в скважине твердого осадка или при нахождении пласта

вблизи забоя отбивка нижней границы отдающего пласта затруднена.

Надежность выделения малодобитных прослоев, расположенных выше высокодебитного пласта, повышается при повторении записи термограммы после остановки скважины. В ряде случаев для решения этой задачи прибегают к методу меченых атомов.

При решении задач по установлению интервалов притока и поглощения жидкости выбор метода, типа аппаратуры, а также интерпретация получаемых данных базируются на результатах анализа технического состояния скважины (совершенство вскрытия пласта, состояние цементного камня в затрубном пространстве, производительность скважины и др.).

Основными методами интенсификации притока из продуктивных пластов являются: использование пороховых генераторов давления (ПГД), термо-газохимическое воздействие на пласт (ТГХВ), очистка фильтра шнуровыми торпедами (ТДШ), воздействие на пласт периодическими депрессиями с помощью испытателя пластов на трубах, проведение изоляционных работ и др.

Исследование состава жидкости в стволе скважины

Флюид, движущийся по стволу скважины (нефть, газ, вода), как правило, неоднородный. В основе метода определения состава флюида в стволе скважины лежит изучение физических свойств каждого компонента (удельное сопротивление, плотность, диэлектрическая проницаемость и др.). Решается эта задача методами гамма-плотнометрии, резистивиметрии, влагометрии.

Для оценки плотности жидкости, находящейся в стволе скважины, используется гамма-плотномер. Он представляет собой скважинный прибор, содержащий источник гамма-излучения, детектор, схему формирования и усиления импульсов. Измеряется гамма-излучение, рассеянное жидкостью, окружающей прибор, либо изменение интенсивности после прохождения жидкости, находящейся между источником и детектором гамма-излучения.

Для дифференциации компонентного состава флюида, находящегося в стволе скважины, по удельному электрическому сопротивлению предназначены скважинные резистивиметры. Наиболее широко используются индукционные резистивиметры. Они содержат две тороидальные катушки, одна из которых служит для возбуждения в окружающей среде токов высокой частоты, а вторая – для регистрации сигналов, пропорциональных проводимости исследуемой среды. Индукционный резистивиметр РИС-36 измеряет удельную проводимость в диапазоне от 0,1 до 30 См/м с погрешностью не более 5%. Допустимая внешняя температура 100°C, давление 30 МПа. Диаметр прибора 36 мм, длина 1270 мм.

Преимуществами индукционных резистивиметров являются отсут-

ствии гальванического контакта с исследуемой жидкостью и отсутствие влияния на измеряемый эффект переходных контактных сопротивлений.

Для исследования расхода жидкости и ее состава по величине диэлектрической проницаемости ее компонентов используется скважинный расходомер-лагомер «Кобра-36РВ». Аппаратура содержит РС-генератор, в колебательный контур которого включен конденсатор. Протекающая через конденсатор жидкость изменяет его емкость. Прибор является весьма чувствительным индикатором воды, содержащейся в потоке нефти.

Определение пластового давления

Пластовое давление в открытом стволе скважины измеряется с помощью скважинных автономных манометров типа МГИ, МГН в процессе проведения работ испытателями пластов на трубах. В ряде случаев давление в отдельных точках пласта может измеряться дистанционными многоточечными опробователями (АИПД).

В действующих скважинах максимальное пластовое давление определяется на устье после их остановки.

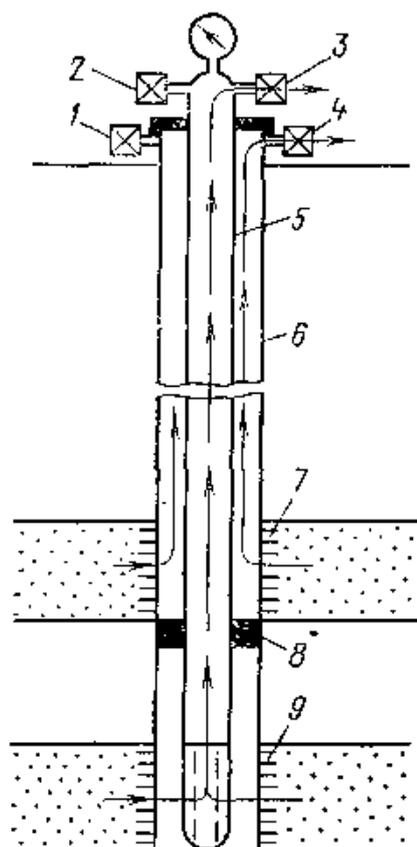
Оценка давления отдельных пластов (прослоев) в условиях многопластовой залежи осуществляется поинтервальными комплексными исследованиями (дебитомером, расходомером и забойным манометром) при разных режимах, а также после остановки работающей скважины. Для очередного измерения статического и дифференциального давления в интервале исследования применяют преобразователь давления МГД-36. Преобразователь МГД-36 позволяет определить начальное и текущее пластовое давление, а также характер изменения забойного давления после пуска или остановки скважины.

Практическое занятие 4. Схемы оборудования для отдельной эксплуатации двух пластов фонтанным способом

Схему фонтан – фонтан используют в период разработки месторождения, когда энергетические запасы пластов обеспечивают фонтанирование. По этой схеме продукция пластов может подниматься на поверхность по одному общему каналу либо по отдельным каналам, число которых должно быть равно числу разрабатываемых пластов. В качестве каналов используют колонны НКТ, располагаемые в эксплуатационной колонне параллельно или концентрично.

Наиболее простая схема оборудования (рисунок 6) включает пакер 8, устанавливаемый между продуктивными пластами 7 и 9, и колонну НКТ 5.

Рисунок 6 – Схема отдельного отбора жидкости из двух пластов с применением пакера



Верхний пласт эксплуатируется по кольцевому каналу, образованному эксплуатационной колонной 6 и НКТ 5, а нижний – по колонне НКТ 5. Фонтанная арматура имеет задвижки 1, 2 для сообщения с внутренними полостями колонн и штуцеры 3, 4 для регулирования режима отбора жидкости.

Для подъема пластовой жидкости по одной колонне НКТ используют схему с двумя пакерами, устанавливаемыми выше кровли каждого пласта. Жидкость поступает из пластов во внутреннюю полость колонны НКТ через обратные клапаны и штуцеры и, смешиваясь, поднимается на поверхность. Обратные клапаны исключают возможные перетоки из пласта в пласт, а штуцеры служат для регулирования отбора жидкости из каждого пласта.

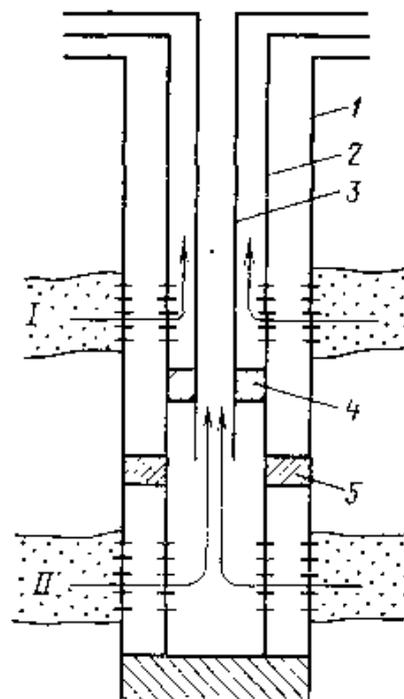
Известна схема с использованием двух концентрично расположенных колонн НКТ (рисунок 7).

Рисунок 7 – Схема отдельного отбора нефти из двух пластов с применением концентрично расположенных колонн НКТ

При этом в скважину опускают два ряда НКТ: первый ряд 2 до забоя скважины, второй 3 – ниже подошвы верхнего пласта. Один пакер 5 устанавливают между эксплуатационной колонной 1 и наружным рядом НКТ, второй 4 – между наружным и внутренним рядами НКТ. Наружный ряд 2 перфорирован у нижнего II и верхнего I пластов.

При эксплуатации пластовая жидкость поднимается из нижнего пласта по внутренней полости внутреннего ряда НКТ, а из верхнего пласта – по кольцевому каналу между наружной и внутренней колоннами.

По схеме с применением параллельных рядов НКТ на более длинной колонне устанавливают пакер, изолирующий нижний пласт от верхнего.



Вторую колонну спускают параллельно первой, и ее башмак располагают выше пакера в зоне перфорации верхнего пласта. Аналогичным образом может быть реализована схема отдельного отбора пластовой жидкости для трех и более пластов.

При отдельной эксплуатации фонтанирующих пластов используют двойную фонтанную арматуру тройникового типа.

Опыт эксплуатации скважин показал, что:

- использование концентрически расположенных колонн резко усложняет глубинные исследования пласта, эксплуатируемого по кольцевому пространству, и затрудняет удаление парафина; ухудшает условия фонтанирования, так как жидкость течет по кольцевому каналу с высоким гидравлическим сопротивлением, увеличенным вследствие наличия муфтовых соединений;

- применение концентрически расположенных колонн позволяет эксплуатировать пласты с применением эксплуатационной колонны меньшего диаметра по сравнению с диаметрами колонн НКТ;

- использование в качестве канала кольцевого пространства между эксплуатационной колонной и НКТ нежелательно, так как приводит к абразивному изнашиванию эксплуатационной колонны.

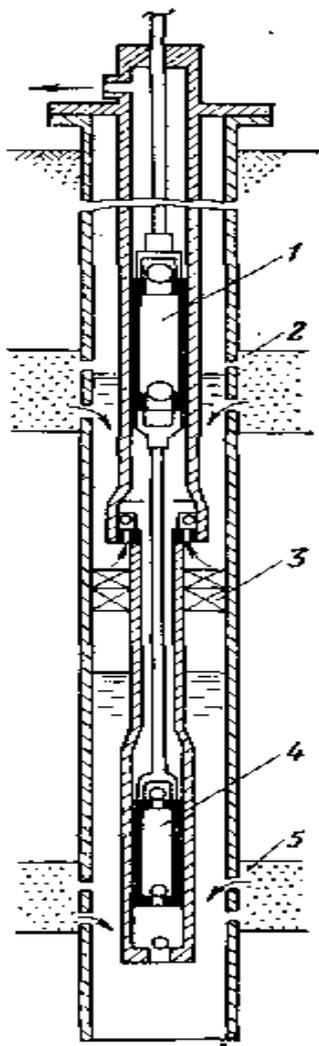
Схема фонтан – механизированный способ. Такую схему используют в том случае, когда один из пластов не обладает достаточной энергией для фонтанирования.

Используют следующие варианты: фонтан – ШСН, ШСН – фонтан; фонтан – ЦЭН, ЦЭН – фонтан; фонтан – ГПН, ГПН – фонтан. Кроме того, применяют схемы газлифт – фонтан и фонтан – газлифт.

При работе по схеме насос – фонтан в скважину на колонне труб спускают пакер, разобщающий верхний и нижний пласты. Жидкость из нижнего пласта поступает на прием скважинного насоса и поднимается по внутренней полости НКТ. Привод скважинного насоса осуществляется балансирным станком-качалкой. Пластовая жидкость из верхнего фонтанирующего пласта поднимается по кольцевому каналу, образованному эксплуатационной колонной и НКТ. Расход жидкости регулируется на устье с помощью штуцера.

Схема насос – насос. Эту схему применяют тогда, когда для обоих пластов необходим механизированный способ добычи нефти. Такая схема сложна, так как оба способа требуют подвода энергии к двум насосам. Это усложняет конструкцию оборудования и затрудняет подземный ремонт и исследование пластов.

Обычно применяют следующее сочетание внутрискважинного оборудования штанговых скважинных насосов, подвешенных на одной колонне штанг. Оборудование (рисунок 8) включает в себя колонну НКТ с пакером 3, установленным между продуктивными пластами 2 и 5; выше и ниже па-



кера располагают скважинные насосы 1 и 4, плунжеры которых приводятся в действие одной колонной штанг. Колонна штанг перемещается балансирным станком-качалкой.

Рисунок 8 – Схема отдельного отбора жидкости из двух пластов ШСН (одним рядом труб)

Продукция нижнего пласта поступает на прием нижнего насоса по внутренней полости НКТ через цилиндр и клапаны поршня верхнего насоса. Продукция верхнего пласта поступает на прием верхнего насоса и, смешиваясь в цилиндре с продукцией нижнего пласта, поднимается по колонне НКТ.

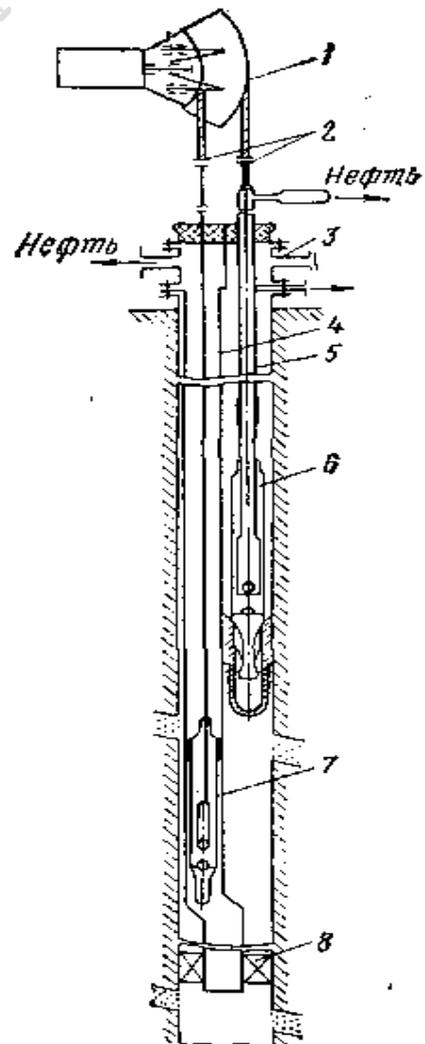
Диаметры насосов подбирают таким образом, чтобы производительность верхнего насоса была больше и обеспечивала пропуск продукции нижнего и верхнего пластов.

Применяют также схемы ШСН-ШСН с параллельными рядами НКТ (рисунок 9).

Наземное оборудование состоит из балансирного станка-качалки со специальной головкой 1, на которой закреплены две канатные подвески 2, или же из двух балансирных станков-качалок с независимыми канатными подвесками и устьевого оборудования 3.

Подземное оборудование состоит из двух колонн НКТ 4 и 5, одна из которых (4) несет скважинный насос 7 для эксплуатации нижнего пласта и пакер 8, вторая колонна НКТ 5 (или же колонна полых штанг) несет скважинный насос 6 для эксплуатации верхнего пласта. По сравнению с предыдущей эта схема позволяет эксплуатировать оба пласта независимо друг от друга, но имеет большую металлоемкость.

Рисунок 9 – Схема отдельного отбора нефти из двух пластов ШСН (двумя параллельными рядами труб)



Практическое занятие 5. Штанговые скважинные насосы

Штанговые скважинные насосы изготавливают с различным зазором между плунжером и цилиндром. Это позволяет подбирать насосы в соответствии с условиями их работы. В зависимости от зазора различают четыре группы посадки плунжера в цилиндре насоса: группа 0 – с зазором от 0 до 0,045 мм; группа I – с зазором от 0,020 до 0,070 мм; группа II – с зазором от 0,070 до 0,120 мм; группа III – с зазором от 0,120 до 0,170 мм (изготавливают только по требованию заказчика).

Насосы изготавливают следующих типов (рисунок 10): НСВ1 – вставной, одноступенчатый, одноплунжерный с втулочным цилиндром и замком наверху; НСВ2 – то же, с замком внизу; НСВГ – вставной, одноступенчатый, двухплунжерный с втулочным цилиндром и замком наверху; НСВД – вставной, двухступенчатый, двухплунжерный с втулочным цилиндром и замком наверху; НСН1 – невставной, одноступенчатый, одноплунжерный с втулочным цилиндром и захватным штоком; НСН2 – невставной, одноступенчатый, одноплунжерный с ловителем; НСНА – то же, с автоцепом (автоматическое сцепляющее устройство с устройством для слива жидкости).

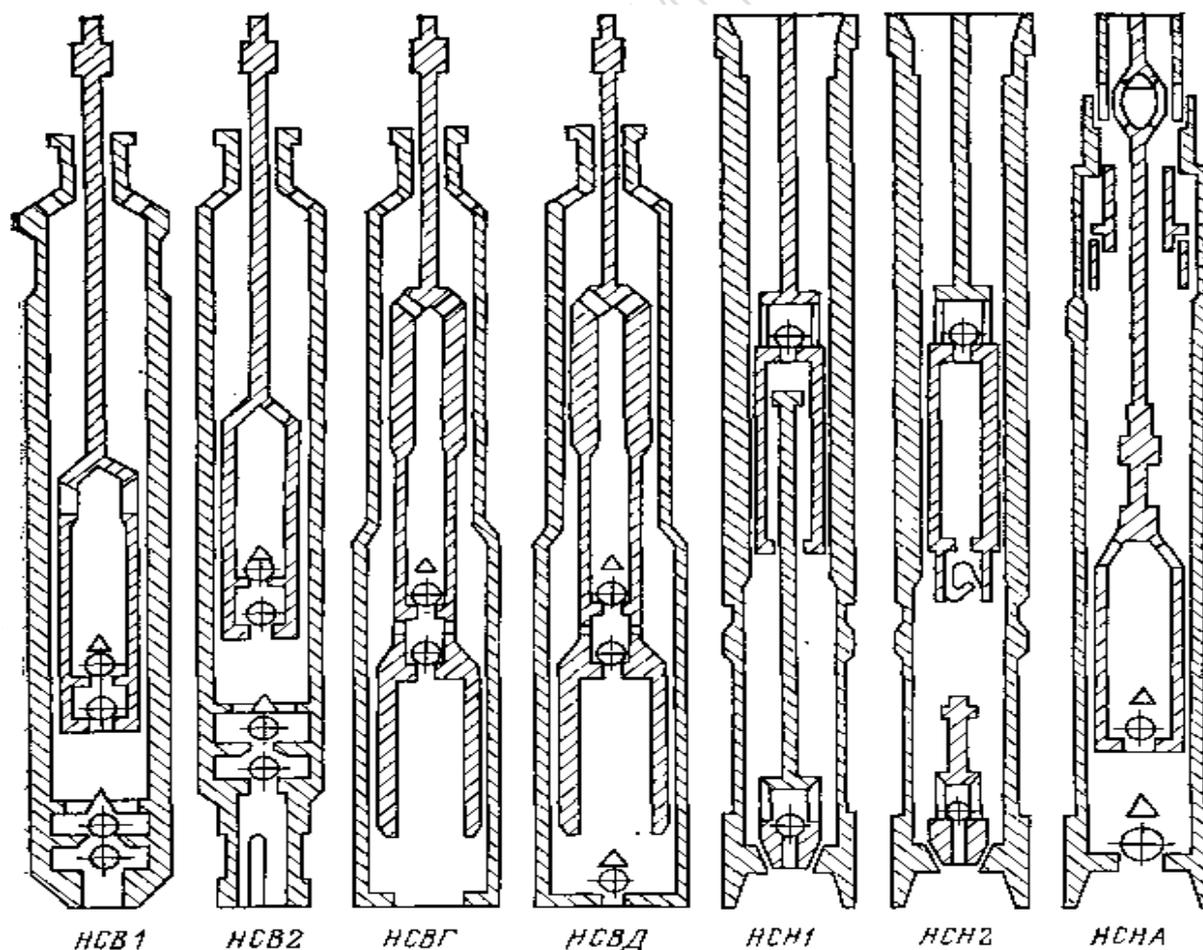


Рисунок 10 – Насосы скважинные

Условное обозначение насосов означает: буквенный шифр с цифрами 1 или 2 – тип насоса и его исполнение; условный размер насоса (в мм) (для двухплунжерных насосов записывается через дробь); буква Р – насосы с клапанами; длина хода плунжера (в мм), уменьшенная в 100 раз; максимальная глубина спуска насоса (в м), уменьшенная в 100 раз; цифры 0, 1, 2 – группа посадки. Например, НСВ1-43-18-15-0, НСВ1-43Р-18-15-1, НСН2-55-25-18-2.

Насос типа НСВ1 (рисунок 11) состоит из цилиндра 3, нагнетательного 5 и всасывающего 6 клапанов, противопесочного клапана 1, замка 2 и плунжера 4. Замок и противопесочный клапан установлены на верхнем конце цилиндра, а в нижний конец ввернут всасывающий клапан.

Нагнетательный клапан установлен на нижнем конце плунжера, а в верхний конец последнего ввинчивается шток с переводником штока и контргайкой. Нагнетательные и всасывающие клапаны выполнены сдвоенными парами «седло – шарик», что увеличивает надежность и долговечность насоса. Всасывающий клапан имеет увеличенное проходное сечение, что способствует улучшению заполнения цилиндра насоса.

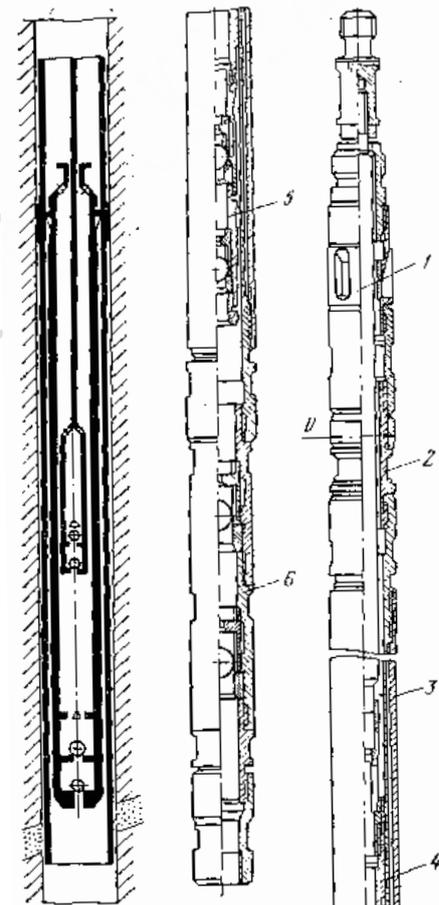


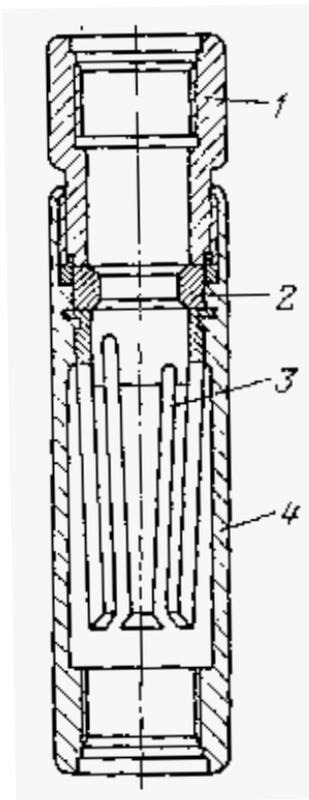
Рисунок 11 – Скважинный штанговый насос НСВ 1

Замок имеет посадочный конус, посредством которого осуществляется посадка насоса в замковую опору. С насосом применяют замковую опору типа ОМ (с пружинным якорем). Насос фиксируется в опоре пружинным якорем и извлекается из скважины при подъеме колонны насосных штанг. При этом плунжер, упираясь в узел замка, протаскивает цилиндр насоса и срывает его из замковой опоры.

Насос типа НСВ2 полностью унифицирован с насосом НСВ1, но отличается расположением замка, который установлен на нижнем конце цилиндра.

Насос сажается в замковую опору нижним концом. Это освобождает цилиндр от циклической растягивающей нагрузки и дает возможность значительно увеличить глубину подвески насосов.

Узел замковой опоры (рисунок 12) насоса, спускаемый в скважину на трубах для установки вставного насоса, состоит из переводника 1, присо-



единяемого к НКТ, муфты опорной 2, кольца опорного, якоря пружинного 3, рубашки опоры 4 и муфты направляющей.

Рисунок 12 – Узел замковой опоры насоса НСВ 1

Пружинный якорь опоры представляет собой полый усеченный конус с шестью продольными разрезами, которые образуют на конусе лепестковые пластинчатые пружины. При спуске в скважину насос раздвигает своим нижним концом пружины замка и проходит через них вниз до тех пор, пока конус не сядет в седло. В этот момент концы пружин замка оказываются напротив конического буртика на конусе цилиндра и упираются в него, задерживая насос в замковой опоре. Пружины замка раздвигаются при усилии около 20 кН, поэтому для установки насоса на место достаточно приложить к нему часть веса штанг.

Для подъема насоса не требуется большого усилия, так как концы пружин находятся на конусной поверхности буртика и при небольшом натяжении легко раздвигаются.

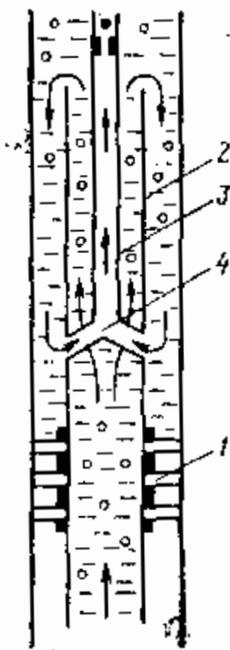
В последние годы широко применяют насосы типа ГЗ (с гидравлическим затвором из вязкопластичной жидкости, заполняющей зазор между плунжером и цилиндром). Использование таких насосов уменьшает утечки нефти из труб в скважину через зазор между плунжером и цилиндром, тем самым повышает коэффициент наполнения глубинного насоса.

Насос типа НСН 1 изображён на рисунке 13. К нижнему концу плунжера присоединен наконечник, а в верхнем конце установлен нагнетательный клапан. К клапану присоединяется шток, а к штоку – колонна насосных штанг. Всасывающий клапан подвешивается к нижнему концу плунжера на захватном штоке и при работе насоса сажается в седло конуса. Основные детали и сборочные единицы насоса НСН 1 унифицированы с насосом НСН 2.

В скважину на колонне подъемных труб спускают цилиндр насоса, а на колонне насосных штанг – плунжер вместе с всасывающим клапаном, который сажается в седло конуса. Длина штока обеспечивает длину хода плунжера с учетом запаса для подвешивания колонны насосных штанг.

При демонтаже насоса после подъема колонны насосных штанг с плунжером и всасывающим клапаном жидкость из колонны подъемных труб сливается в скважину через открывшееся седло конуса, после чего поднимают колонну труб с цилиндром насоса.

Рисунок 13 – Скважинный штанговый насос НСН 1



Кроме описанных основных типов невставных насосов на практике в ряде случаев применяют насосы с укороченными цилиндрами и так называемые манжетные насосы. Такие насосы собирают на плунжерах с выточками, в которые впрессовывают резиновые манжеты – кольца. Цилиндры в таких случаях могут быть как с втулками, так и без них. Манжетные насосы диаметрами 56, 70, 90 и 120 мм применяют для эксплуатации неглубоких (до 400 м) скважин, обводненных и многодебитных при незначительном содержании песка в продукции.

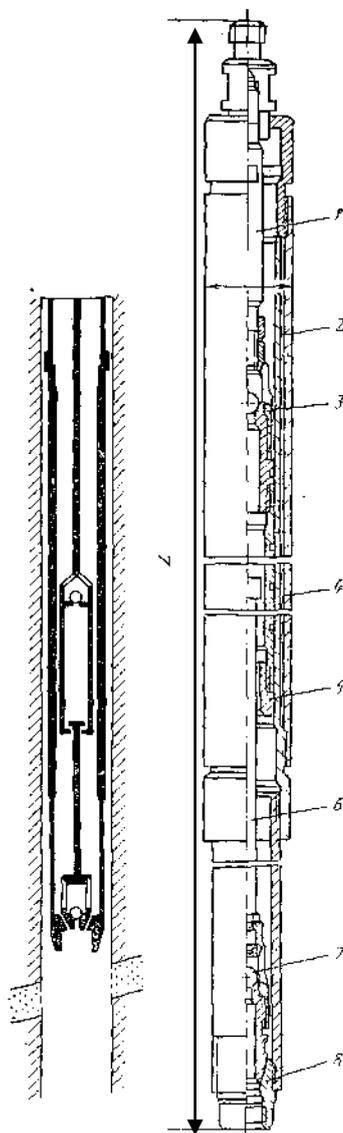
Защитные приспособления – такие устройства, которые полностью или частично предотвращают

вредное воздействие песка, газа, парафина и солей на работу глубинного насоса и другого подземного оборудования, а, следовательно, и самих скважин. К ним относятся песочные фильтры, газовые якоря, скребки-завихрители и т. д.

При работе штанговых насосных установок чаще всего возникают осложнения вследствие влияния газа на работу насоса, уменьшающего коэффициент наполнения его цилиндра. Для борьбы с вредным влиянием газа применяют газовые якоря, работа которых основана на различных принципах, например, таких как отделение газовых пузырьков за счет их всплытия в потоке жидкости, направленном вниз, использование принципа центрифугирования при завихрении потока и т. д. В связи с этим предложены различные конструкции газовых якорей. Примером удачной конструкции якоря может служить газовый якорь зонтичного типа (рисунок 14).

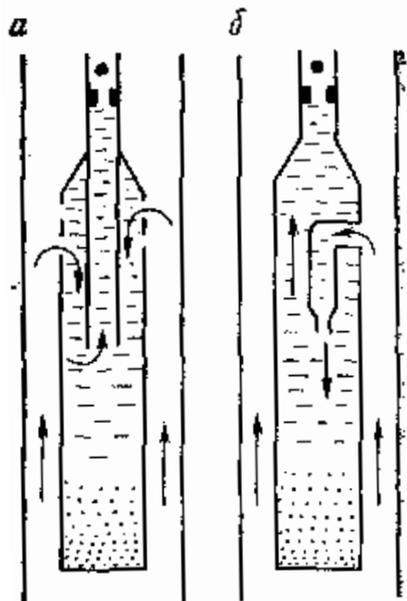
Рисунок 14 – Принципиальная схема газового якоря зонтичного типа

В этом случае межтрубное пространство перекрывается эластичным пакером 1. Газожидкостная смесь (ГЖС) поступает в кольцевой зазор 4 между корпусом якоря 2 и всасывающей трубкой 3. Через



отверстия в верхней части корпуса ГЖС попадает в межтрубное пространство, газ поднимается вверх, а внизу над эластичным пакером скапливается жидкость практически без газа. Эта жидкость по каналу 3 поступает на прием насоса.

Для борьбы с вредным влиянием песка используют приспособления, устанавливаемые перед приемным патрубком насоса, называемые песочными якорями. В песочном якорю (рисунок 15, а) поток жидкости с песком



изменяет направление движения на 180° , песок отделяется и скапливается в специальном кармане в нижней части якоря.

Рисунок 15 – Принципиальная схема песочного якоря

При заполнении кармана песком якорь извлекают на поверхность и очищают. Для эффективной работы песочного якоря необходимо, чтобы скорости восходящего потока жидкости были бы меньше скорости оседания частиц песка. По опытным данным эффективность обращенного якоря (рисунок 15, б) выше прямого, так как в нем благодаря насадке создается по-

вышенная скорость потока с песком. В результате условия оседания песка улучшаются.

Наряду с песочными якорями применяют также различные фильтры, привинчиваемые к приемному клапану насоса. Для предотвращения оседания песка на забое иногда в затрубное пространство подливают жидкость. При этом насос спускают до забоя, часть откачиваемой из скважины жидкости поступает в межтрубное пространство скважины. За счет такого подлива создается повышенная скорость восходящего потока жидкости, при которой песок выносится, не оседает на забой и не образует песчаных пробок. Иногда с той же целью устанавливают на поверхности насос, с помощью которого по трубопроводам закачивают жидкость в скважины, эксплуатация которых осложнена песком.

С осложнениями, вызванными отложением парафина, борются различными методами: периодической тепловой обработкой скважины (обычно закачкой пара в межтрубное пространство), закачкой растворителей (керосина, солянки и т.д.), прикреплением к колонне штанг скребков различной конструкции, которые во время работы насоса медленно вращаются с помощью специального механизма – штанговращателя; остеклованием труб (покрытием внутренней поверхности труб слоем стекла толщиной около 1 мм) и т. д.

Осложнения, вызванные отложением солей, также устраняют различными методами: периодической закачкой в пласт различных кислот и других ингибиторов; применением скважинных дозаторов, с помощью которых в поток ниже приема насоса в небольших количествах вводят растворители солевых отложений; периодической промывкой скважины и другими методами.

РЕПОЗИТОРИЙ ГГУ ИМЕНИ Ф. СКОРИНЫ