

УДК 622.276

ВТОРИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПЛАСТОВ И ЕГО ВЛИЯНИЕ НА КОЭФФИЦИЕНТ ПРОДУКТИВНОСТИ ПРИРАЗЛОМНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

SECONDARY FORMATION PENETRATION AND ITS IMPACT ON THE PRODUCTIVITY INDEX OF PRIRAZLOMNOYE FIELD

Петрушин Евгений Олегович

Ведущий технолог по добыче нефти и газа.

ЦДНГ1 ОАО «Печоранефть»

Тел.: +7(861) 233-84-30

eopetrushin@yahoo.com

Арутюнян Ашот Страевич

кандидат технических наук,
доцент кафедры прикладной математики.

Кубанский государственный
технологический университет

Тел.: +7(861) 275-86-91

mereniya@mail.ru

Petrushin Evgeniy Olegovich

Leading oil and gas production
technologist.

JSC «Pechoraneft»

Ph.: +7(861) 233-84-30

Arutyunyan Ashot Straevich

Candidate of Technical Sciences,
Assistant professor of pulpit
applied mathematicians.

Kuban State University of Technology

Ph.: +7(861) 275-86-91

Аннотация. В статье рассматривается состояние вскрытия пластов; основные факторы, определяющие качество вскрытия пластов; вскрытие продуктивного пласта перфорацией с применением пенных систем; влияние типа и видов перфорации на коэффициент продуктивности скважины и отбор – вытеснение нефти в системе разработки. Подробно описываются типы перфорации и их особенности.

Ключевые слова: вторичное вскрытие пластов, коэффициент продуктивности, качество вскрытия пластов, надёжность разобщения пластов, типы перфорации, степень использования вскрытой мощности пласта, методы повышения качества вскрытия.

Annotation. The article deals with the state of formation penetration; the main factors that determine the quality of autopsy seams; drilling-punching using foam systems; the effect of the type and species of the perforation by a factor of well productivity and selection – oil displacement system development. It describes in detail the types of perforations and their features.

Keywords: secondary formation penetration, productivity index, quality of formation penetration, reliable zonal isolation, types of perforations, the utilization of the opened seam thickness, methods to improve the quality of autopsy.

Состояние вскрытия пластов

Процесс вскрытия пласта является важнейшим этапом разработки нефтегазовых месторождений.

Высококачественное вскрытие горизонтов обуславливает повышение эффективности геологоразведочных работ и производительности скважин, улучшает приток нефти и газа из малопроницаемых пропластков, что в конечном итоге способствует росту нефтегазоотдачи пластов.

Одним из основных условий повышения эффективности геологоразведочных работ является применение таких методов вскрытия и опробования, которые обеспечили бы сохранение естественного состояния коллектора и, следовательно, достаточную надёжность результатов опробования на промышленную нефтегазоносность.

Очевидно, что только такие данные, которые отражают фактическое состояние коллектора, могут явиться основой для оценки общих и извлекаемых запасов нефти и газа.

В нефтегазопромысловой практике встречается немало случаев, когда скважины, которые при бурении показывали хорошие признаки нефтеносности и бурно проявляли себя после ввода их в эксплуатацию, или вовсе не показывали признаков нефтегазоносности, или работали с малой производительностью.

Следовательно, возникает необходимость создания высоких депрессий при освоении и эксплуатации скважин, что отрицательно сказывается на эксплуатации залежей, коллекторы которых сложены несцементированными или слабосцементированными песками, а также при наличии пластовых вод. Повышение депрессии при неустойчивых коллекторах приводит к нарушению призабойной зоны, что может вызвать слом эксплуатационной колонны и преждевременный выход скважины из строя. При наличии же подошвенных вод происходит преждевременное обводнение скважины.

Практика применения промывочной жидкости на водной основе показала, что проникновение в пласт фильтра и твёрдой фазы промывочной жидкости в период вскрытия является основной причиной ухудшения коллекторских свойств пласта. Лабораторными исследованиями установлено, что вода снижает естественную проницаемость коллектора на 50 % и более.

Глинистый раствор относительно в меньшей степени ухудшает фильтрационную характеристику коллектора, чем вода.

Отрицательное влияние низкого качества вскрытия пласта наиболее значительно сказывается в случаях, когда пластовое давление ниже гидростатического. Аномально низкое пластовое давление встречается в процессе доразработки.

Проницаемость призабойной зоны в немалой степени снижается также и в процессе вскрытия пласта перфорацией. Это объясняется тем, что качество жидкости, заполняющей ствол скважины перед перфорацией, обычно бывает низким и не обеспечивает сохранения естественной проницаемости коллектора после перфорации. Так, обычно продуктивный пласт в процессе его вскрытия многократно подвергается воздействию промывочной жидкости. В результате этого существенно ухудшается фильтрационная характеристика призабойной зоны пласта (ПЗП).

При вскрытии пластов в глубоких скважинах высокие температуры оказывают существенное влияние на водоотдачу глинистого раствора. С повышением температуры усиливается коагуляция, и образуются легкоразмываемые рыхлые корки. При $t = 150$ °С водоотдача возрастает в 6–8 раз.

Основные факторы, определяющие качество вскрытия пластов

Среди факторов, определяющих качество вскрытия пластов, можно выделить [1]:

- 1) объём информации, получаемый в процессе вскрытия пласта бурением;
- 2) надёжность разобщения пластов как в пределах вскрытой мощности продольного пласта, так и выше кровли и ниже подошвы пласта;
- 3) степень использования вскрытой мощности пласта;
- 4) состояние ПЗП.

Объём информации, получаемый в процессе вскрытия пласта бурением

На стадии поисковых и разведочных работ, на которой находится Приразломное месторождение, необходимо получать максимальную информацию, позволяющую изучить:

- состав пород-коллекторов и тип коллекторов как по керну, так и по шламу;
- геолого-физические свойства коллектора и физико-химическую характеристику насыщающих его флюидов;
- геологические особенности пласта;
- продуктивность отдельных пластов и прослоев при различных депрессиях;
- тип промывочных жидкостей для первичного и вторичного вскрытия пласта.

Надёжность разобщения пластов

Надёжность разобщения пластов в зоне продуктивной части, выше кровли и ниже подошвы продуктивного объекта, а также создание непроницаемого цементного кольца за эксплуатационной колонной, имеет решающее значение для успешной работы эксплуатационных скважин и всей залежи в целом.

Обычно качество цементирования эксплуатационных колонн оценивается подъёмом цементного раствора до заданной высоты, достижением хорошей сцепляемости цемента с породой и колонной, предотвращением межколонных перетоков жидкости и газа.

Однако вследствие больших плотностей цементных растворов создаются избыточные давления на пласт, что часто приводит к гидроразрыву и поглощению цементного раствора.

Надёжность разобщения пластов следует изучать во всех скважинах как на стадии поисково-разведочных работ, так и при разбурировании залежи.

Плотность бурового раствора $\rho_{бр}$ для вскрытия нефтяного пласта выражается через коэффициент избыточного давления $K_{изб}$ и плотность пластовой воды [2]:

$$\rho_{бр} = K_{изб} \cdot K \cdot \rho_e, \quad (1)$$

где K – коэффициент, характеризующий превышение гидростатического давления промывочной жидкости над пластовым в кровле пласта.

Степень использования вскрытой мощности пласта

При разработке нефтяных месторождений в настоящее время широко практикуется вскрытие перфорацией мощностей продуктивной зоны залежи. Это связано с желанием вовлечь в разработку возможно большие мощности продуктивных пластов. Коэффициент использования вскрытой мощности пласта K_U можно выразить следующим образом [1]:

$$K_U = \frac{M_p}{M_e} \leq 1, \quad (2)$$

где K_U – коэффициент использования вскрытой мощности пласта; M_p – работающая мощность пласта; M_e – вскрытая мощность пласта.

Коэффициент использования вскрытой мощности продуктивного пласта является одним из важнейших показателей качества вскрытия пласта, повышение степени извлечения нефти и газа из недр. Этот коэффициент должен служить определяющим показателем возможности объединения нескольких пластов и прослоев в один эксплуатационный объект.

Величина K_U не постоянна во времени и зависит от периода эксплуатации залежи и способа вскрытия пласта. По мере извлечения пластового флюида условия работы залежи будут отличаться от условий начального периода эксплуатации. В связи с этим при необходимости для доразработки залежи следует вскрывать пласт с учётом изменившихся условий.

Состояние призабойной зоны пласта

Наиболее приемлемым способом определения состояния ПЗП является нахождение величины ОП – отношение продуктивностей, показывающее, во сколько раз реальный дебит скважины отличается от теоретического. В связи с тем, что различие между продуктивностями определяется только проницаемостью пород, ОП рассматривают как отношение [1]:

$$ОП = \frac{Q_{факт}}{Q_{теор}}, \quad (3)$$

где $Q_{факт}$ – фактический дебит скважины; $Q_{теор}$ – теоретический дебит скважины (вскрытие пласта без ухудшения его фильтрационных свойств).

Параметр ОП показывает, какую долю теоретически возможного дебита в случае идеального вскрытия пласта имеет скважина при реальных условиях вскрытия.

Методы повышения качества вскрытия

Под высоким качеством вскрытия продуктивного пласта следует понимать выполнение комплекса операций по завершению скважины с применением таких технологических приёмов, которые обеспечивают сохранение естественной проницаемости ПЗП.

К основным задачам, решение которых может обеспечить достижение этой цели, можно отнести:

- выбор типа бурового раствора для вскрытия пласта;
- выбор конструкции скважины и способа цементирования колонны;
- определение интервала перфорации;
- определение раствора глушения;
- определение типа и вида перфорации;
- определение плотности перфорации;
- воздействие на пласт после перфорации;
- способ вызова притока.

Рассмотрим технику и технологию вторичного вскрытия пласта с использованием пенных систем.

Вскрытие продуктивного пласта перфорацией с применением пенных систем

Как известно, продуктивный пласт вскрывают перфорацией после заполнения скважины той жидкостью, которую применяли при вскрытии пласта бурением. Так как процесс перфорации часто происходит длительное время, в призабойную зону проникает вода или фильтрат промывочной жидкости (глинистого раствора), что существенно ухудшает фильтрационные свойства коллектора. Как правило, при перфорации применяют глинистый раствор низкого качества с высокой водоотдачей, поэтому количество проникшего в пласт фильтрата бывает значительным. После перфорации глинистый раствор заменяют водой. В процессе этих работ в пласт дополнительно проникает как фильтрат глинистого раствора, так и вода. Если после полной замены глинистого раствора в стволе скважины водой отсутствует приток жидкости (газа) из пласта, то начинают снижать уровень воды в скважине путём закачки сжатого воздуха (компрессором), газа высокого давления (из газопровода высокого давления) или азота с помощью специальных установок. В процессе этих работ в пласт вновь проникает некоторое количество воды.

Таким образом, от начала перфорации до получения притока жидкости (газа) из пласта в призабойную зону проникает большое количество фильтрата промывочной жидкости и воды, что ведёт к существенному снижению естественной проницаемости коллектора.

Для частичного устранения этих недостатков иногда до начала перфорации в нижней части эксплуатационной колонны помещают раствор на углеводородной основе или водный раствор ПАВ.

Оба способа до некоторой степени отвечают условиям сохранения проницаемости призабойной зоны пласта в процессе его вскрытия перфорацией. Однако при пластовом давлении намного ниже гидростатического применение водного раствора ПАВ может привести к отрицательным результатам вследствие того, что по мере проникновения водного раствора ПАВ вглубь пласта содержание ПАВ в воде резко уменьшится из-за адсорбции его на поверхности породы, и в связи с этим проницаемость удалённой зоны продуктивного пласта ухудшится. Отрицательное влияние водного раствора ПАВ будет тем интенсивнее, чем больше глинистых веществ содержится в продуктивном пласте и чем ниже пластовое давление по сравнению с гидростатическим.

Наиболее прогрессивным техническим решением является применение растворов на углеводородной основе. Однако при пластовом давлении намного ниже гидростатического (0,7 и ниже) применение растворов на углеводородной основе также может привести к ухудшению проницаемости призабойной зоны пласта вследствие проникновения в него вместе с раствором на углеводной основе большого количества воды. Если даже весь ствол скважины перед перфорацией будет заполнен раствором на углеводной основе, то при пластовом давлении, равном 0,7 и ниже гидростатического, вследствие проникновения в пласт этого раствора в большом количестве трудно будет вызвать приток жидкости и газа из пласта из-за высокой вязкости системы и её структурно-механических свойств. В указанных условиях наиболее целесообразным является применение пен.

Сущность рекомендуемого способа состоит в том, что в нижней части эксплуатационной колонны до проведения процесса вскрытия пласта перфорацией помещают столб пены, поверх которого должна находиться пенообразующая жидкость. Поскольку пена в нижней части колонны находится довольно длительное время, то может произойти частичное разделение фаз. Однако газовая фаза будет двигаться вверх и, встретив на своём пути пенообразующую жидкость, вновь образует пену. Таким образом, предотвращается разрушение пены, помещённой в нижней части эксплуатационной колонны на период вскрытия пласта перфорацией. Разрушению пены препятствует также давление столба жидкости в стволе скважины, находящейся над столбом пены.

Объём пены определяют с учётом следующих условий:

- объём пены, помещаемой в нижней части колонны, не должен вызывать притока жидкости (газа) из пласта в процессе перфорации;
- объём пены должен препятствовать проникновению в пласт жидкости (воды, глинистого раствора), находящейся в стволе скважины;
- гидростатическое давление столба жидкости (воды, глинистого раствора) с добавкой ПАВ, находящейся над столбом пены в скважине, должно быть выше величины упругой энергии пены.

Для выполнения этих условий рекомендуется образовать двухфазную пену следующего компонентного состава: поверхностно-активное вещество, стабилизатор, хлористый кальций.

Указанные компоненты предварительно растворяются в воде, а затем перед закачкой в скважину приготовленный водный раствор вспенивают.

Результаты лабораторных исследований устойчивости пены, приготовленной на основе водных растворов ОП-10, стабилизатора КМЦ-600 и хлористого кальция, представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Компонентный состав пен

Концентрация хлористого кальция, %	Концентрация КМЦ-600, %	Устойчивость пены (с/см ³) при концентрации ОП-10, %			
		0,5	0,8	1,0	1,5
20	0	5,1	5,0	4,8	4,0
	0,5	9,1	12,5	12,1	12,7
	1,0	21,5	21,2	20,6	19,2
	1,5	47,6	37,0	32,4	24,7
30	0	6,3	8,5	7,6	8,01
	0,5	18,9	15,8	21,3	17,3
	1,0	35,0	30,2	30,0	29,4
	1,5	59,4	52,6	49,1	41,9
40	0	13,3	12,1	10,0	16,6
	0,5	17,4	18,0	18,5	17,0
	1,0	38,7	50,0	43,5	40,0
	1,5	58,0	87,5	63,1	66,4

Устойчивость пены определяли по методике ВНИИ.

При концентрациях хлористого кальция наибольшая устойчивость пены получается при 0,5–0,8 %-ной концентрации ОП-10 и 1,0–1,5 %-ной стабилизатора КМЦ-600.

В связи с этим пену можно создать как при 20 %-ной концентрации хлористого кальция, так и при 30–40 %-ной в зависимости от величины пластового давления.

Если пластовое давление составляет 0,8 и ниже гидростатического, двухфазную пену можно образовать с концентрацией хлористого кальция 20 %. При пластовом давлении 0,8–1,0 гидростатического концентрацию хлористого кальция можно принять равной 30–40 %.

При степени аэрации 30–40 в нормальных условиях можно образовать двухфазную пену плотностью 1,0 г/см³. Приготовленная таким образом двухфазная пена, заполняющая нижнюю часть колонны, предохранит призабойную зону пласта от попадания в неё воды в процессе всего периода перфорации.

Частично проникающая в пласт двухфазная пена не оказывает отрицательного влияния на проницаемость коллектора, пена указанного компонентного состава будет содействовать частичной очистке призабойной зоны в процессе вызова притока жидкости (газа) из пласта.

Рекомендуемый способ перфорации эксплуатационной колонны имеет следующие преимущества:

- возможность регулирования давления на забое скважины в широком диапазоне (достигается это путём изменения степени аэрации и объёма пены, помещаемой в нижней части эксплуатационной колонны);
- предотвращение попадания в призабойную зону пласта жидкости (глинистого раствора, воды) в процессе перфорации колонны.

Скважина имеет глубину 2500 м, пластовое давление составляет 0,8 гидростатического, коллектор песчано-алевритовый с содержанием набухающих глинистых веществ. Пласт вскрывали бурением с применением глинистого раствора. По соседним скважинам установлено, что приток жидкости из пласта начинается только после замены столба глинистого раствора водой и снижения уровня воды в скважине на 800–1000 м.

Учитывая возможность проникновения в пласт после его вскрытия перфорацией некоторого количества двухфазной пены, примем, что закачанный объём пены в стволе скважины должен занимать в нижней её части высоту 500–600 м. Принимая диаметр эксплуатационной колонны равным 146 мм и степень аэрации 40, можно определить количество водного раствора ПАВ и воздуха для получения заданного объёма пены.

Столб двухфазной пены в нижней части скважины высотой 600 м будет испытывать давление столба жидкости, находящейся над пеной, равное 140 кгс/см^2 . При степени аэрации $a = 40$ объём воздуха, приходящийся на 1 м^3 пенообразующего раствора, при этом давлении составит $40 : 140 = 0,3 \text{ м}^3$.

Объём ствола скважины высотой 600 м при диаметре колонны 146 мм составит 8 м^3 . Для получения такого объёма пены необходимо закачать в скважину $6,5 \text{ м}^3$ пенообразующей жидкости и $(8 - 6,5) \cdot 140 + 360 \text{ м}^3$ воздуха. Среднюю плотность пены на указанной глубине ориентировочно примем $0,8 \text{ г/см}^2$. Таким образом, если столб двухфазной пены высотой 600 м помещён в нижней части колонны, давление на забой скважины уменьшится всего на 12 кгс/см^3 , что подходит для безопасного ведения работ по периферии.

Продуктивный пласт вскрывают перфорацией при заданных условиях в следующем порядке.

До перфорации скважину промывают до забоя и насосно-компрессорные трубы устанавливают на уровне предполагаемых нижних перфорационных отверстий.

Предварительно готовят водный раствор ПАВ указанного компонентного состава. Объём водного раствора ПАВ принимаем равным 35 м^3 ; 8 м^3 этого объёма предназначено для приготовления пены; $26,5 \text{ м}^3$ применяют в качестве буферной жидкости, которая во время перфорации должна находиться в скважине над двухфазной пеной.

Из ёмкости насосом водный раствор ПАВ в качестве первой порции буферной жидкости по линии подают в насосно-компрессорные трубы. Объём водного раствора ПАВ (первой порции буферной жидкости) принимают равным 9 м^3 . Вытесняемую из кольцевого пространства скважины жидкость по линии отводят в отдельную ёмкость.

Затем в скважину закачивают заданный объём двухфазной пены. Для получения более устойчивой пены используют аэратор. Насос нагнетает водный раствор ПАВ, поступающий из ёмкости, в наружную трубу аэратора, воздух поступает во внутреннюю перфорированную трубу аэратора от компрессора. По линии пена поступает в насосно-компрессорные трубы; вытесняемая при этом жидкость из кольцевого пространства также поступает в отдельную ёмкость.

После закачки в насосно-компрессорные трубы заданного объёма двухфазной пены вновь закачивают жидкость (воду или глинистый раствор) до выравнивания давлений в насосно-компрессорных трубах и затрубном пространстве.

После выполнения операций по созданию в нижней части колонны столба двухфазной пены и буферной жидкости из скважины извлекают насосно-компрессорные трубы и приступают к работам по вскрытию пласта перфорацией.

Аналогичным образом можно вскрывать перфорацией продуктивные объекты, пластовое давление в которых намного ниже гидростатического. В этих условиях перед перфорацией в скважине помещают двухфазную пену с высокой степенью аэрации (50–60), а столб её достигает максимума – величины, над которым находится водный раствор поверхностно-активного вещества, который сохраняет равновесное состояние упругой системы и тем самым предотвращает самоизлив пены из скважины.

Если в процессе перфорации наблюдается снижение уровня, то в скважину закачивают небольшими порциями водный раствор поверхностно-активного вещества для сохранения статического уровня. Проникновение некоторого количества пены в призабойную зону пласта, как уже отмечалось, не ухудшает его фильтрационных свойств.

Оборудование для вскрытия пласта

При вскрытии продуктивных пластов с применением пен используют следующее дополнительное оборудование:

- передвижные компрессоры;
- установку по разрушению пены;
- герметизирующее устройство устья скважины (вращающийся превентор);
- азатор;
- обратный клапан, устанавливаемый в бурительных трубах;
- ёмкости для хранения и приготовления растворов ПАВ;
- приборы для замера расхода жидкости и воздуха (ДП-430).

Для образования пены следует применять передвижные компрессорные установки: УКП-80, КПУ-16/100, КПУ-16/250, ДКС-7/200.

Число компрессоров определяется расходом жидкости и степенью аэрации. Для бесперебойной работы необходимо иметь резервный компрессор.

В таблице 2 дана характеристика применяемых компрессоров.

Таблица 2 – Характеристика применяемых компрессоров

Марка компрессора	Подача, м ³ /мин.	Давление нагнетания, кгс/см ²	Число ступеней сжатия	Габаритные размеры, м	Масса, кг	Тип станции
УКП-80	8	80	4	6,6×2,59×2,87	16,1	
КПУ-16/100	16	100	4	11×3,14×3,65	28,0	прицеп самоходная на автомашине КРАЗ-255Б
КПУ-16/250	16	250	5	10,9×3,14×3,65	28,5	
ДКС-7/200	7	200	5	8,64×2,85×3,74	19,9	

Для образования пены можно применять также природный газ высокого давления и азот.

Установка по разрушению пен

Замкнутая циркуляция пенообразующего раствора при вскрытии пласта с применением пен осуществляется путём разрушения её в специальной установке. Принцип действия установки основан на дросселировании через клапан и вакуумировании потока пены, выходящего из скважины. Установка обеспечивает разрушение пены при расходе пенообразующего раствора до 30 л/с и степени аэрации до 80, при этом газосодержание пены снижается до 6–8 %.

Установку рекомендуется располагать как можно ближе к скважине, при этом дегазированный пенообразующийся раствор необходимо сливать в ёмкость. Устье скважины соединяется с сепарационной камерой при помощи трубопровода диаметром 114 мм. Чтобы направить поток пены мимо установки в случае её отказа в работе, монтируют отводную линию, направленную в земляную ёмкость.

Для создания безопасных условий работы буровой бригады и отвода пены на установку по разрушению устье скважины оборудуют герметизирующим устройством.

Для герметизации устья скважины можно применять вращающиеся превенторы типа ПВ-156×320, ПВ-230×10, ПВ-307×10.

В таблице 3 приведена краткая техническая характеристика вращающихся превенторов.

В климатических условиях Приразломного месторождения данный вид работ можно производить только в летний период. Поэтому рассмотрим и просчитаем приемлемые для данных условий варианты вторичного вскрытия пласта.

Таблица 3 – Краткая техническая характеристика вращающихся превенторов

Техническая характеристика	ПВ-156×320	ПВ-230×320	ПВ-230×10	ПВ-307×10
Рабочее давление, кгс/см ²	320	320	10	10
Диаметр приходного отверстия, мм	156	230	230	307
Наружный диаметр патрона, мм	380	510	360	360
Частота вращения ствола, об/мин.	100	100	120	120
Габаритные размеры, мм:				
высота	1400	1525	1100	1100
длина	770	680	690	690
ширина	560	875	670	670
Масса превентора, кг	900	1300	440	480

Влияние типа и видов перфорации на коэффициент продуктивности скважины и отбор – вытеснение нефти в системе разработки

Задача вторичного вскрытия пластов – создание гидродинамической связи между скважиной и продуктивным пластом без отрицательного воздействия на коллекторские свойства призабойной зоны пласта. Решение этой задачи обеспечивается выбором условий перфорации, перфорационной среды, оптимального для данных условий типоразмера стреляющей аппаратуры и оптимальной плотности перфорации [3].

При вторичном вскрытии пласта на Приразломном месторождении как на любом другом важно знать:

- 1) влияние раствора глушения на призабойную зону пласта;
- 2) влияние тампонажного раствора при цементировании обсадной колонны на призабойную зону пласта;
- 3) влияние бурового раствора при первичном вскрытии пласта на призабойную зону пласта;
- 4) вид, тип и плотность перфорации для вторичного вскрытия пласта;
- 5) физико-химическое воздействие на ПЗП после вторичного вскрытия.

И если по первым трём пунктам принимается определённое технологическое решение, то 4 и 5 пункт находится в состоянии отсутствия правильных технологических решений, вследствие чего приёмистость или приток по прослоям с различной проницаемостью оставляет погребённым значительное количество нефти, неравномерного вытеснения или неравномерных отборов. Поэтому рассмотрим эти пункты подробно.

Типы перфорации бывают следующие:

- пулевая;
- сверлящая;
- кумулятивная;
- торпедная;
- пескоструйная.

Каждая из них обладает своими особенностями.

Пулевая перфорация

Пулевые перфораторы представляют собой короткоствольные орудийные системы, в которых пули разгоняются по стволу за счёт энергии расширяющихся пороховых газов и, приобретая достаточную кинетическую энергию на выходе из ствола, пробивают преграду. В применявшихся до недавнего времени перфораторах оси стволов направлены перпендикулярно к оси перфоратора, а, следовательно, и к оси скважины. В этих перфораторах длина ствола, в котором пуля разгоняется под давлением поро-

ховых газов, весьма ограничена, поэтому кинетическая энергия пули на выходе из дульного отверстия недостаточна для получения в породе глубоких каналов. Созданы конструкции с вертикально-криволинейными стволами типа ПВН, в которых разгон пуль осуществляется по стволам значительной длины, расположенным вдоль оси корпуса. Поэтому такие перфораторы имеют пробивную способность, сравнимую с пробивной способностью кумулятивных перфораторов того же поперечного размера при отстрелах по породам средней прочности.

Для вторичного вскрытия пластов применяются пулевые перфораторы залпового действия с вертикально-наклонными стволами ПВН90, ПВН90Т, ПВТ73, ПВК70 (поперечные габариты 90, 73 и 70 мм), которые могут спускаться в обсадную колонну с минимальным внутренним диаметром 117,5 и 98 мм соответственно.

Перфоратор ПВТ73 отличается двухствольной конструкцией, в которой пули разгоняются по двум каналам в противоположных направлениях. В одноканальном многосекционном перфораторе ПВК70 ствол проходит по оси перфоратора, причём используются пули с увеличенными диаметром и массой.

Глубина пробивания в породе средней прочности указана ниже:

Тип перфоратора	ПВН90, ПВН90Т	ПВТ73	ПВК70
Глубина, мм	140	180	200

Области применения перфораторов типа ПВН, ПВК, ПВТ определяются как термобарическими условиями (предельная температура и максимальное допустимое давление), так и геологическими. Учитывая, что пробивная способность пуль в значительно большей степени зависит от прочности породы, чем у кумулятивных струй, глубина каналов в породах низкой и средней прочности, пробиваемых пулевыми перфораторами, больше глубины каналов, пробиваемых кумулятивными перфораторами, а в породах выше средней прочности ($\sigma_{ж} > 50$ МПа) – наоборот, меньше.

Поэтому более целесообразно применение пулевых перфораторов для вскрытия пластов, сложенных слабосцементированными непрочными породами. Кроме того, благодаря интенсивному трещинообразованию породы при внедрении в неё пули, эффективность вскрытия будет во многом зависеть от количества и протяжённости трещин. Поэтому более предпочтительно применять пулевые перфораторы для вскрытия пластов, сложенных хрупкими породами. Поскольку воздействие пулевого перфоратора на обсадную колонну несколько больше, чем кумулятивного корпусного, то его применение нецелесообразно при некачественном цементировании обсадной колонны, при наличии вблизи вскрываемых пластов водоносных пропластков. Производительность работ с пулевыми перфораторами ниже, чем с кумулятивными.

Кумулятивная перфорация

Сущность эффекта кумуляции заключается в том, что при наличии выемки в заряде газообразные продукты детонации части заряда, называемой активной частью, двигаясь к оси заряда, концентрируются в мощный поток, называемый кумулятивной струей. Если выемка в заряде облицована тонким слоем металла, то при детонации заряда вдоль его оси образуется кумулятивная струя, состоящая не только из газообразных продуктов, но и из размягчённого металла, выдавливаемого из металлической облицовки. Обладая очень высокой скоростью в головной части (6–8 км/с) при соударении с твёрдой преградой струя развивает такое давление, по сравнению с которой предел прочности даже особо прочных материалов пренебрежимо мал (в 400–600 раз меньше). Глубина пробития канала в преграде l_K не зависит от механической прочности материала преграды, а определяется лишь соотношением плотностей материала струи ρ_c и преграды ρ_n :

$$l_K = l_c \cdot \sqrt{\frac{\rho_c}{\rho_n}} \quad (4)$$

где l_c – длина кумулятивной струи, для большинства зарядов численно равная длине образующей кумулятивной выемки.

В последующем формула для расчёта глубины канала была уточнена Н.Г. Григоряном и приведена к виду:

$$\ell_k = \ell_c \cdot \sqrt{\frac{\rho_c - 2 \cdot \sigma_d}{\rho_n \cdot v_c^2}}, \quad (5)$$

где σ_d – динамическое значение прочности преграды; v_c – скорость встречи струи с преградой.

Эксперименты показали, что около 15 % всех перфорационных каналов оказываются полностью закупоренными застрявшим в обсадной колонне пестом.

Следует также обратить внимание на то, что хотя кумулятивная струя имеет высокую температуру (900–1000 °С), плавления горной породы не происходит ввиду кратковременности процесса образования канала (менее 100 мкс).

Для образования кумулятивной струи при взрыве заряда необходимым условием является отсутствие в кумулятивной полости заряда какой-либо жидкости. Поэтому кумулятивные заряды перфораторов изолируют от скважинной жидкости путём помещения их в индивидуальные герметичные оболочки (бескорпусные перфораторы) либо в общие герметичные корпуса (корпусные перфораторы).

Корпусные кумулятивные перфораторы, с помощью которых выполняется большой объём работ по вскрытию продуктивных пластов в России, оказывают наименьшее нежелательное взрывное воздействие на обсадную колонну и заколонное цементное кольцо, поскольку основную часть энергии взрыва зарядов воспринимает на себя корпус перфоратора.

В зависимости от особенностей корпуса перфоратора они подразделяются на корпусные перфораторы многократного использования типа ПК и однократного использования типа ПКО. *Из перфораторов типа ПК более распространены перфораторы ПК105ДУ, ПК85ДУ, ПК95Н, а из перфораторов типа ПКО – перфораторы ПК098, ПК073.*

Бескорпусные кумулятивные перфораторы с зарядами в индивидуальных оболочках позволяют значительно ускорить проведение прострелочно-взрывных работ, так как вскрываемая за один спуск перфоратора толщина пласта может достигать 30 м.

Малогобаритными бескорпусными перфораторами можно производить вскрытие при спуске их внутри НКТ. Однако степень воздействия этих перфораторов на обсадную колонну и цементное кольцо значительно выше, чем при использовании корпусных перфораторов. После взрыва зарядов на забое остаются обломки от корпусов заряда и соединительных деталей, которые могут привести к осложнениям при эксплуатации скважин.

Из корпусных полуразрушающихся перфораторов наибольшее распространение нашли перфораторы в стеклянных оболочках ПКС80, ПКС105, ПКС65, из разрушающихся – перфораторы с зарядами в литых алюминиевых оболочках КПРУ65, ПР54.

Размеры перфорационных каналов, получаемых при отстреле зарядов наиболее распространённых кумулятивных перфораторов в поверхностных условиях и при давлении 30 МПа по единым мишеням с породами прочностью на одноосное сжатие 45 МПа, приведены на рисунке 1, пробивная способность перфораторов представлена на рисунке 2.

Скважинные торпеды

Скважинные торпеды предназначены для производства следующих работ:

- ликвидации аварий в бурении путём обрыва, встряхивания или отвинчивания труб, разрушения металла на забое и в стволе;
- ускорения процесса бурения скважины путём дробления валунов и твёрдых пород в прослоях;
- очистки поверхности труб и фильтров в нефтяных, газовых, водозаборных и дренажных скважинах;
- перерезания труб в целях извлечения их из скважины.

Торпеды иногда используют для вскрытия продуктивного пласта, повышения проницаемости прискважинной зоны и других целей.

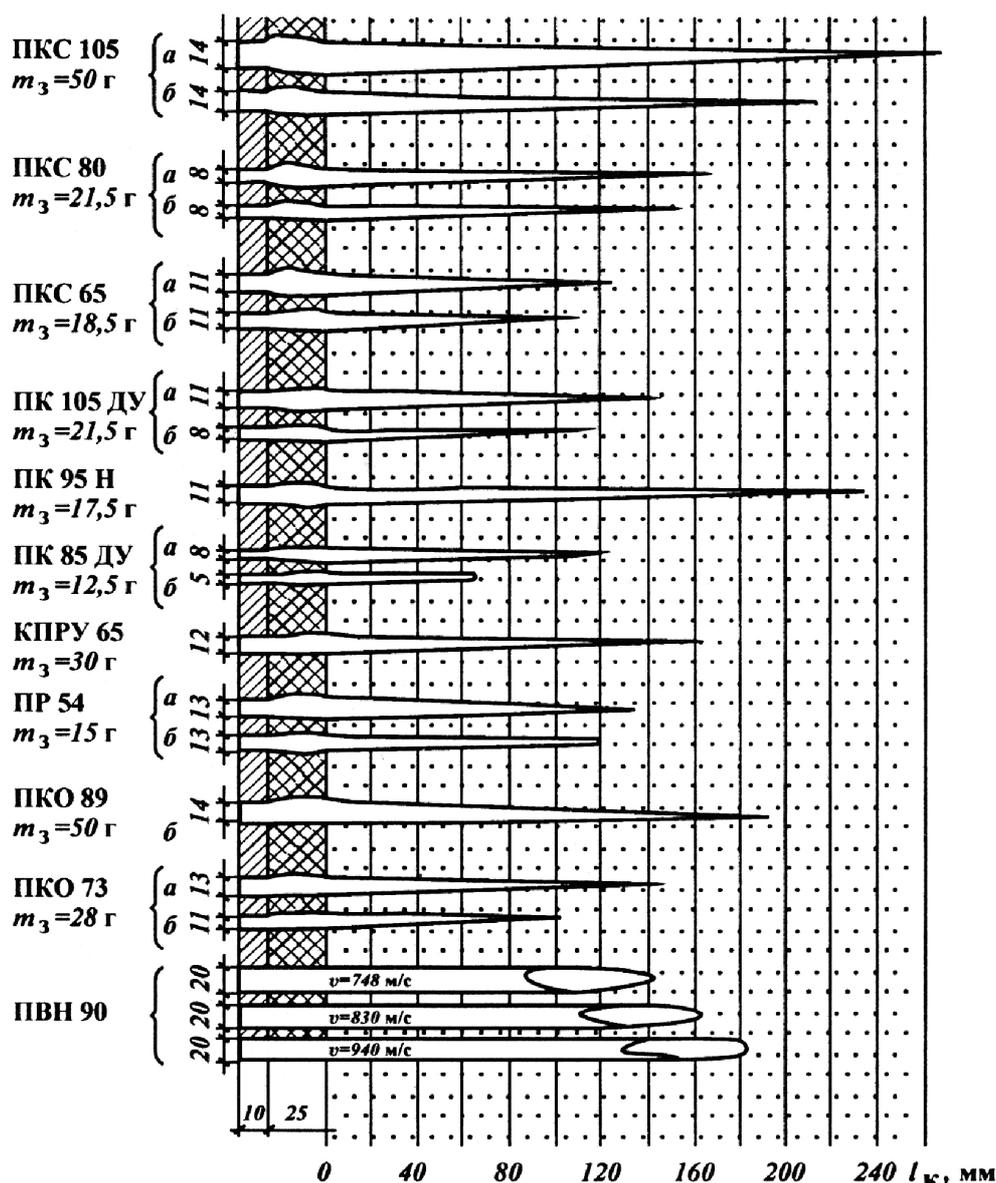


Рисунок 1 – Размеры перфорационных каналов для основных типов перфораторов при отстрелах по единой мишени (обсадная колонна – цементное кольцо – порода):
 а – в поверхностных условиях; б – при давлении 30 МПа;
 m_3 – масса заряда; v – скорость пули на выходе из ствола

Гидропескоструйная перфорация

При этом способе перфорации канал в преграде образуется за счёт гидромониторного эффекта высокоскоростной струи, выходящей из насадки, абразивного действия песка, содержащегося в струе. Это пока единственный промышленно применяемый в настоящее время способ вскрытия пластов, исключая воздействие взрывных нагрузок на пласт и, следовательно, особенно целесообразный в тех случаях, когда механоактивационные процессы могут значительно ухудшить проницаемость пористой среды.

Гидропескоструйный перфоратор представляет собой стальной корпус с насадками из твёрдых сплавов, при прокачке через которые жидкости с расходом 1–6 л/с скорость струи достигает 200 м/с. Для создания необходимых давлений при прокачке гидроабразивных смесей используются насосные агрегаты 2АН500 и 4АН700, количество которых на одну операцию может изменяться от 2 до 6 и более. Время образования одного канала колеблется от 20 до 30 мин., расход рабочей жидкости – от 1 до 7 м³, песка – от 50 до 700 кг. Глубина перфорационных каналов в породах средней прочности не превышает 135 мм. Учитывая высокую трудоёмкость осуществления гидропескоструйной перфорации по сравнению с кумулятивной и пулевой, она применяется пока довольно редко.

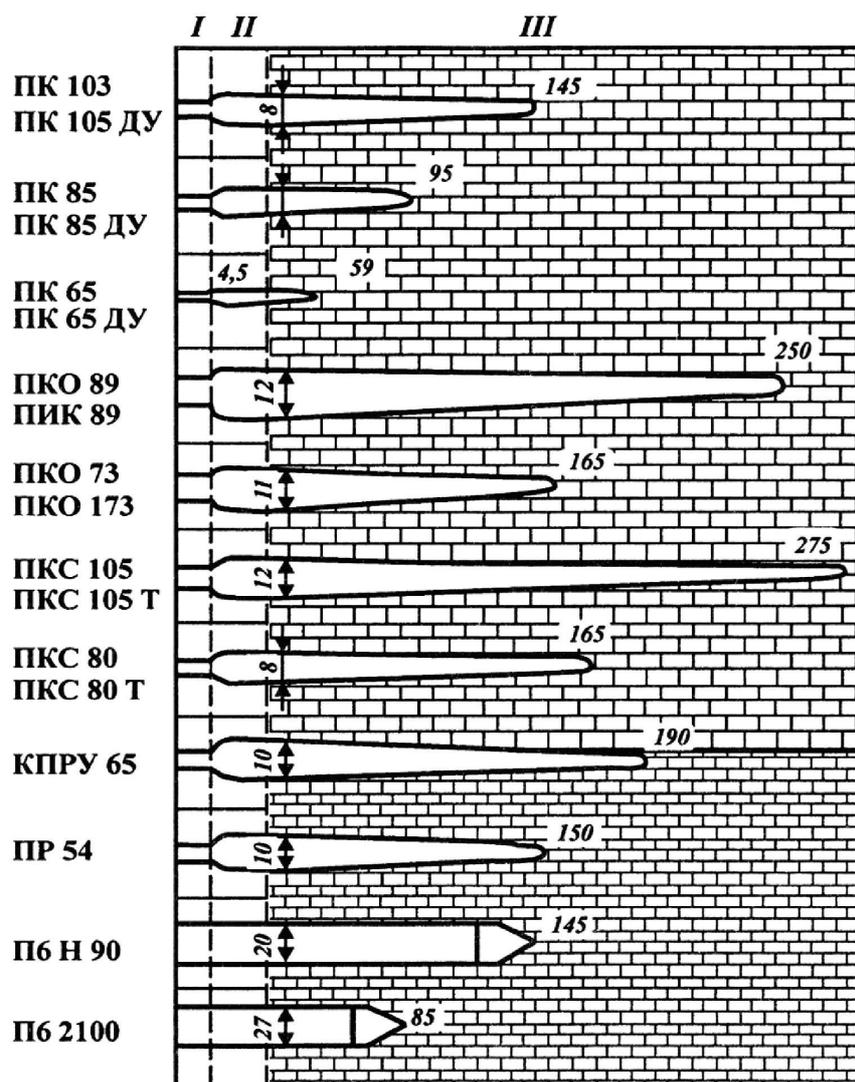


Рисунок 2 – Пробивная способность перфораторов (труба толщиной 10 мм из стали группы прочности Д, цементное кольцо за 25-мм колонной с $\sigma_{ж} = 20$ МПа, предел прочности породы на сжатие $\sigma_{сж} = 45$ МПа при температуре 20 °С и всестороннем давлении 30 МПа):
 I – обсадная труба; II – цементное кольцо; III – порода

Как разновидность описанного, известен метод азотогидропескоструйной перфорации. Сущность метода заключается в образовании отверстий или прорезей в обсадной колонне и каналов или выработок в цементном кольце и породе пласта с помощью газожидкостной струи, содержащей абразивный материал. Утверждается, что за счёт добавления газа в жидкостно-песчаную смесь можно значительно (в 1,5–2,0 раза) увеличить размеры перфорационных каналов. На размеры выработки существенно влияет величина газогидросодержания. Наряду с возможностью увеличения длины канала при гидропескоперфорации с азотом прослеживается ещё ряд преимуществ по сравнению с использованием жидкостно-песчаных смесей: создаётся дополнительный перепад на насадках за счёт разности плотностей азириванной смеси в НКТ в затрубном пространстве, увеличивающейся с ростом глубины скважины. При проведении процесса важный фактор успеха – создание давления в скважине значительно меньше гидростатического. При этом сочетается процесс вскрытия с вызовом притока при пониженном давлении на пласт. Разработанные технология и оборудование обеспечивают проведение работ в скважинах глубиной 2000–2500 м.

Каждая перфорация характеризуется своими особенностями: диаметром перфорационного канала, его длиной, соотношениями:

$$\ell = \frac{\ell_0}{D_{скв}}; \alpha = \frac{d_0}{D_{скв}}. \quad (6)$$

Основные типы и виды перфорации, применяемые на Приразломном месторождении, приводятся ниже.

По Приразломному месторождению в последние годы наблюдается резкое обводнение продукции, не согласующееся с расчётным (проектным).

Проведём анализ по вторичному вскрытию пласта.

Для пластов БС₄₋₅ коэффициент проницаемости меняется от 1 мДарси до 100 мДарси в зависимости от геофизической характеристики пласта $\alpha_{пс}$ относительной амплитуды собственных потенциалов, которая в свою очередь зависит от глинистости коллектора. Принимаем плотность перфорации от 10 отверстий на метр при $\alpha_{пс} = 0,7-10$ до 20 отверстий при $\alpha_{пс} = 0,4-0,7$. Считается, что двойное увеличение плотности перфорации равноценно аналогичному уменьшению коэффициента проницаемости.

Простой расчёт по методике, предложенной В.И. Щуровым, приводит к следующим результатам.

Рассчитаем при плотности перфорации 5–10 отверстий на метр сверлящим перфоратором ПС-112; данные возьмём из двух прослоев с проницаемостями 35 мДарси и 70 мДарси соответственно:

$$k_1 = 35 \text{ мДарси}; \quad k_2 = 70 \text{ мДарси}.$$

Примем, что пористость меняется в этом случае незначительно

$$n_1 = 10 \text{ отв./м}; \quad n_2 = 5 \text{ отв./м};$$

Длина канала перфорации:

$$\ell_1 = \ell_2 = 2 \text{ см}.$$

Диаметр перфорационного канала:

$$d_1 = d_2 = 12 \text{ мм}.$$

Мощность пласта:

$$h_1 = h_2 = 13 \text{ м}.$$

Диаметр скважины:

$$D_{скв} = 216 \text{ мм}.$$

Поскольку на Приразломном месторождении пласт БС₄₋₅ полностью нефтенасыщен, коэффициент несовершенства скважин по степени вскрытия будет равен 0 ($C_1 = 0$). На рисунках 3–8 приведены графики Щурова.

$n_1 = 10 \text{ отв./м}$	$n_2 = 5 \text{ отв./м}$
$k_1 = 35 \text{ мДарси}$	$k_2 = 70 \text{ мДарси}$
$\alpha_1 = \frac{d_0}{D_{скв}} = \frac{1,2}{21,6} \approx 0,05$	$\alpha = 0,05$
$\ell_1 = 2$	$\ell_2 = 2$
$(nD)_1 = 10 \cdot 0,216 = 2,16$	$(nD)_1 = 5 \cdot 0,216 = 1,08$

Из графика Щурова следует:

$$(C_2)_1 = 10; \quad (C_2)_2 = 18.$$

Посчитаем относительные дебиты для пластов одинаковой толщины, то есть это будут коэффициенты, показывающие, в каких пластах идёт более интенсивный отбор при данном виде перфорации:

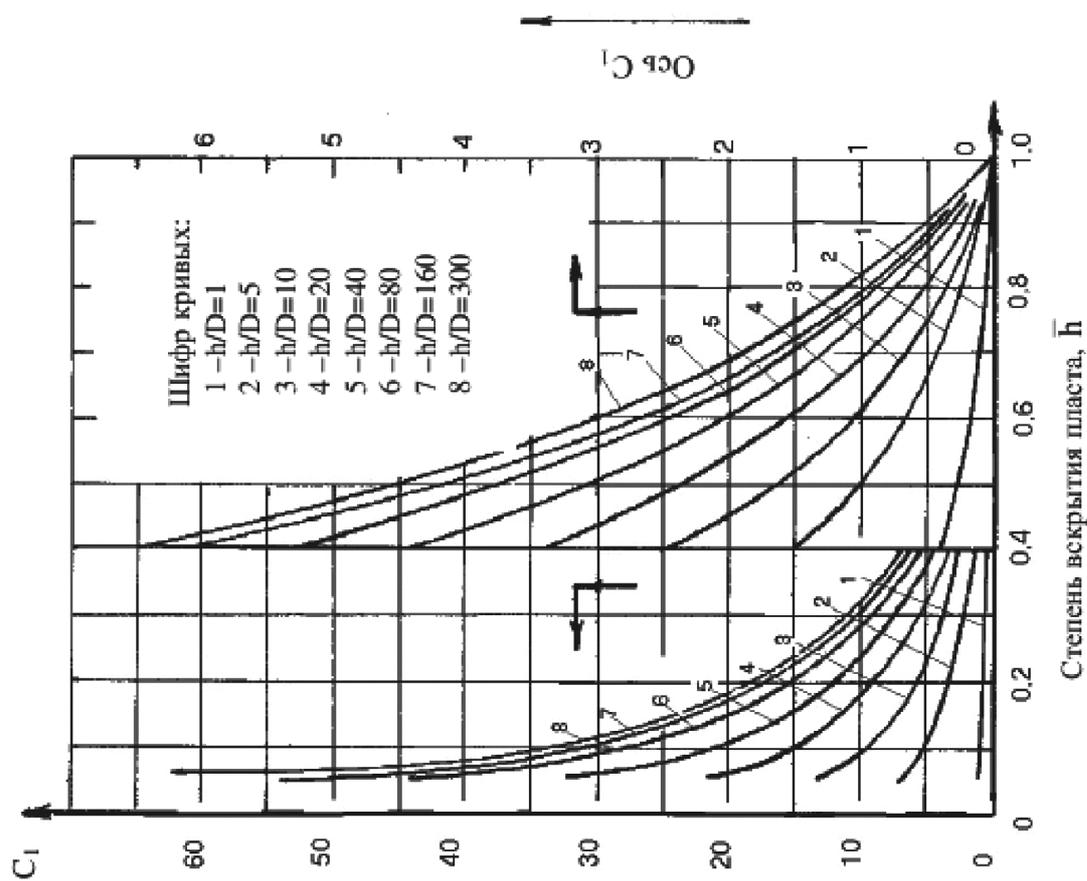


Рисунок 3 – График для определения безразмерного коэффициента C_1 , учитывающего несовершенство скважин по степени вскрытия пласта

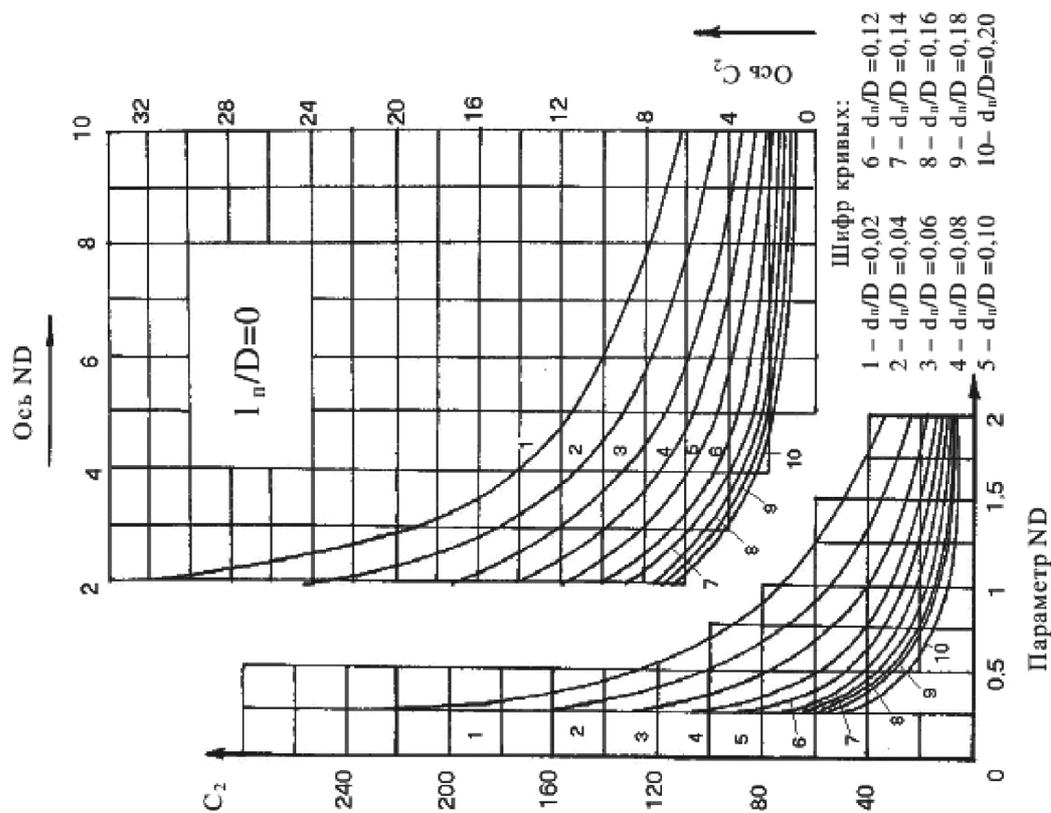


Рисунок 4 – График для определения безразмерного коэффициента C_2 , учитывающего несовершенство скважин по характеру вскрытия пласта, когда $\frac{r_w}{D} = 0$

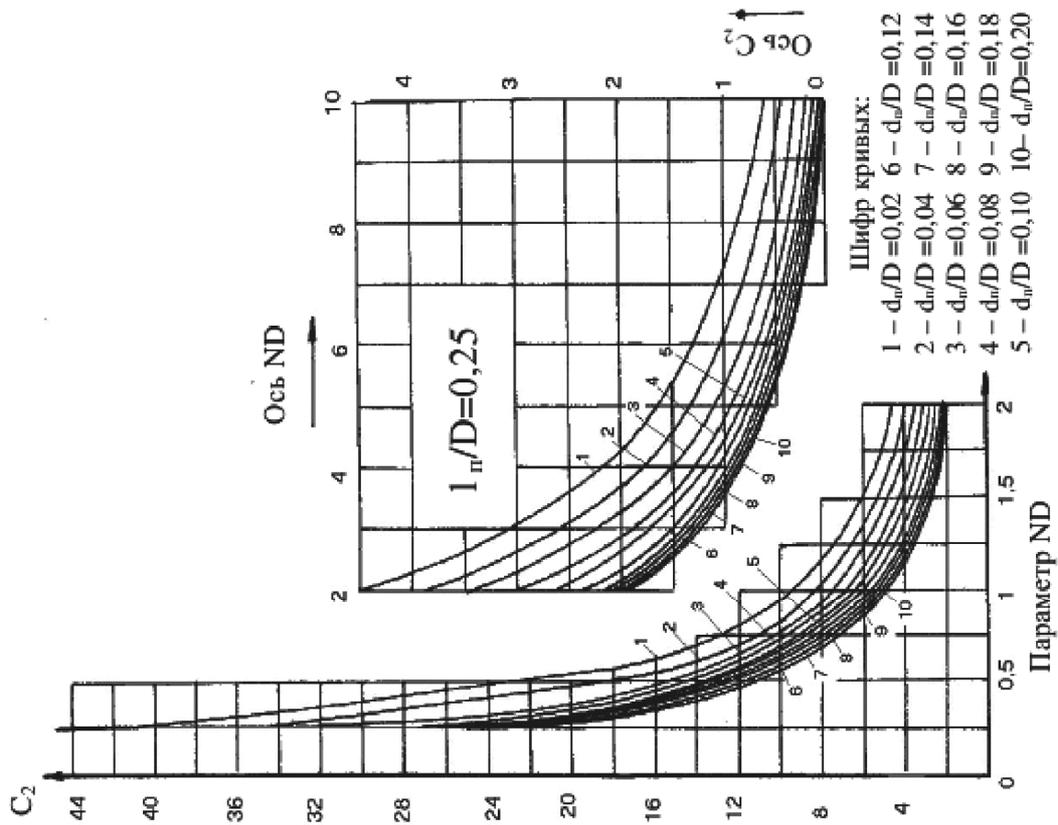


Рисунок 6 – График для определения безразмерного коэффициента C_2 , учитывающего несовершенство скважин по характеру вскрытия пласта, когда $\frac{l_{\pi}}{D} = 0,25$

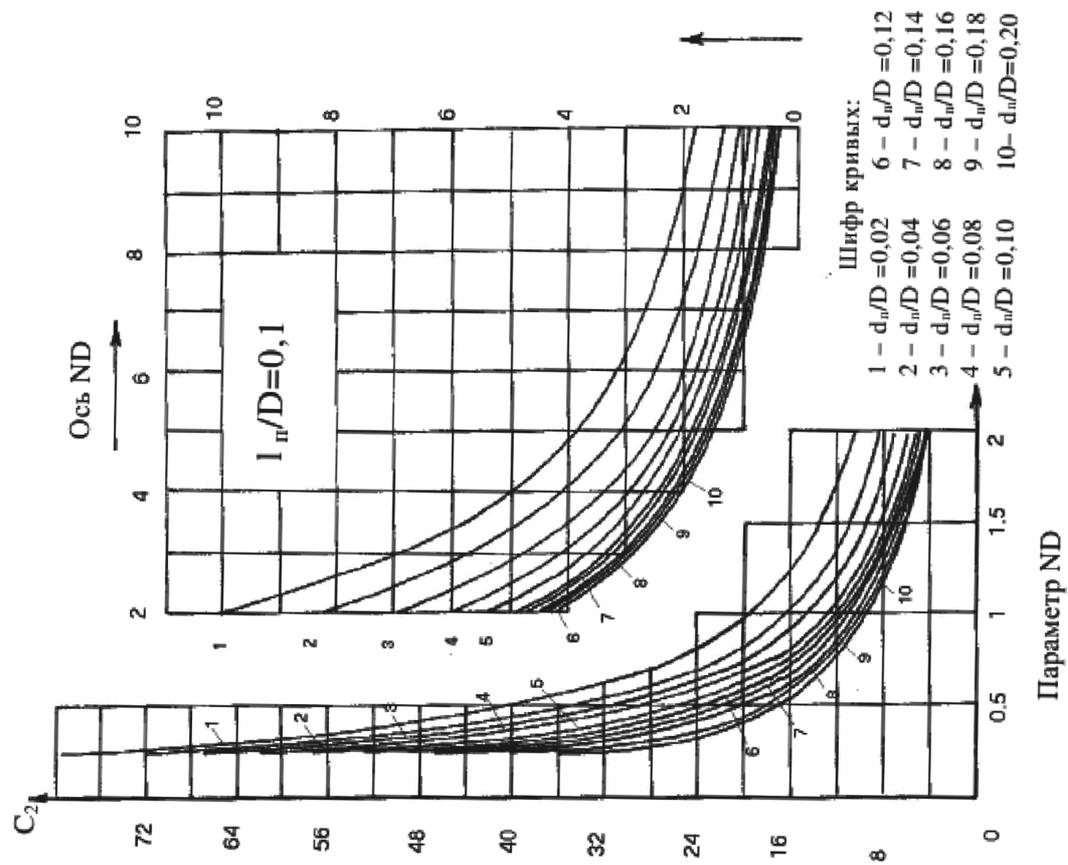


Рисунок 5 – График для определения безразмерного коэффициента C_2 , учитывающего несовершенство скважин по характеру вскрытия пласта, когда $\frac{l_{\pi}}{D} = 0,1$

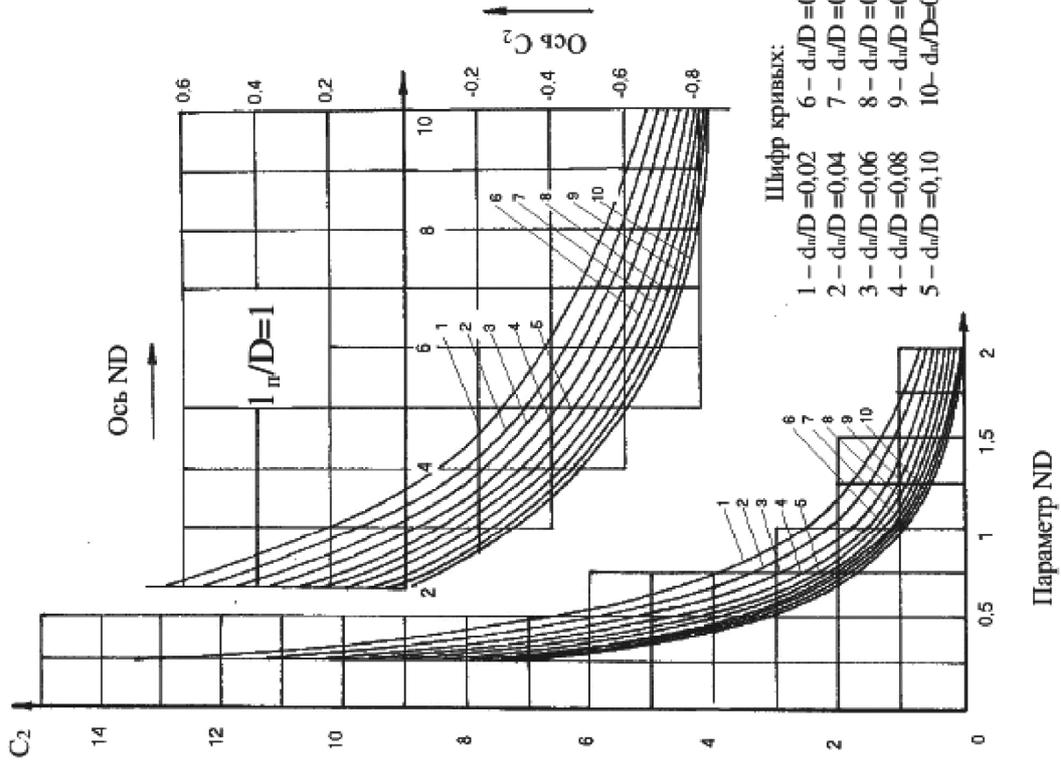


Рисунок 8 – График для определения безразмерного коэффициента C_2 , учитывающего несовершенство скважин по характеру вскрытия пласта, когда $\frac{l_{pr}}{D} = 1$

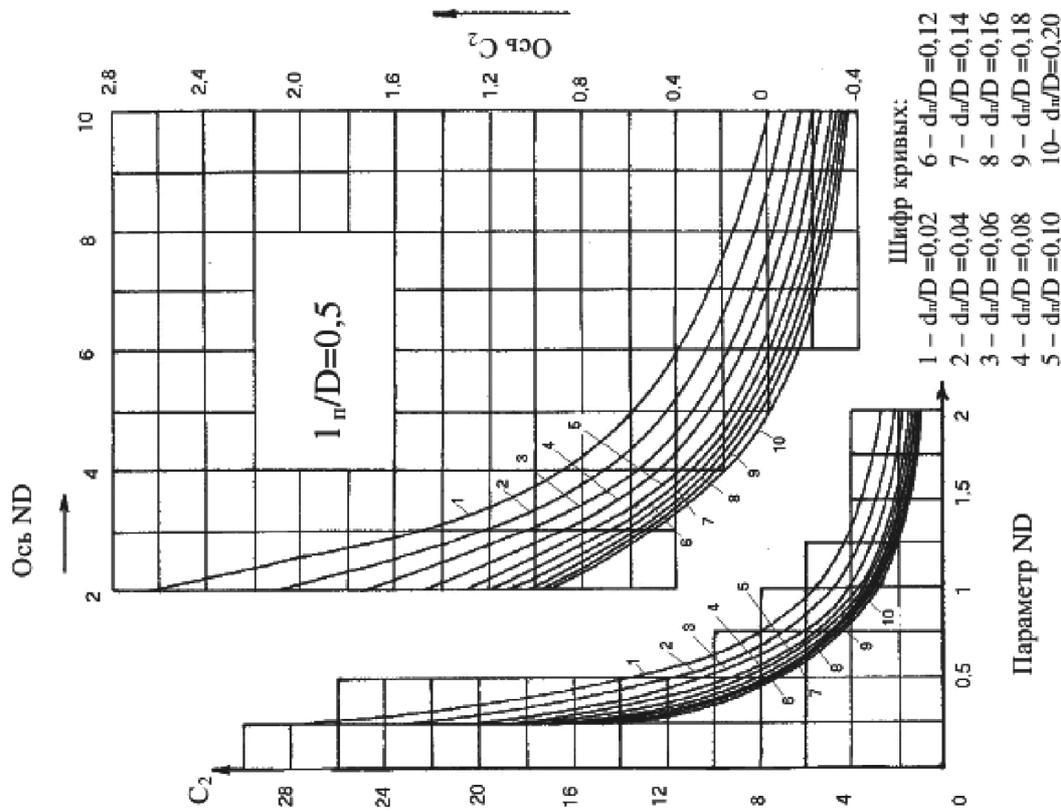


Рисунок 7 – График для определения безразмерного коэффициента C_2 , учитывающего несовершенство скважин по характеру вскрытия пласта, когда $\frac{l_{pr}}{D} = 0,5$

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_1 \cdot h \cdot (P_{пл} - P_{заб})}{\mu \cdot \left[(C_1)_1 + (C_2)_1 + \ln \frac{R_K}{r_c} \right]} : \frac{2 \cdot \pi \cdot k_2 \cdot h \cdot (P_{пл} - P_{заб})}{\mu \cdot \left[(C_1)_2 + (C_2)_2 + \ln \frac{R_K}{r_c} \right]} = \frac{k_2 \cdot \left[(C_2)_2 + \ln \frac{R_K}{r_c} \right]}{k_1 \cdot \left[(C_2)_1 + \ln \frac{R_K}{r_c} \right]} \quad (5)$$

Тогда

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{35 \cdot \left(18 + \ln \frac{250}{216} \right)}{70 \cdot \left(10 + \ln \frac{250}{216} \right)} = \frac{35 \cdot (18 + 7)}{70 \cdot (10 + 7)} = \frac{25}{34} \approx 0,74,$$

то есть наименее проницаемый пласт будет выработан на 0,74, в то время как более проницаемый пласт выработывается в $1/0,74 = 1,36$ раза быстрее.

Как результат, и вытеснение будет более интенсивно проходить в более проницаемом пласте, который затем станет обводнённым.

Посчитаем ту же задачу для перфоратора ПС-103, технические характеристики которого следующие:

- диаметр отверстия $d_0 = 5$ мм = 0,5 см;
- длина перфорационного канала $\ell_0 = 10-12$ см;
- мощность пласта $h = 13$ м;
- диаметр скважины $D_{скв} = 0,216$ м.

$n_1 = 20$ отв./м	$n_2 = 10$ отв./м
$k_1 = 35$ мДарси	$k_2 = 70$ мДарси
$\alpha_1 = \frac{d_0}{D_{скв}} = \frac{0,5}{21,6} \approx 0,02$	$\alpha_2 = 0,02$
$\ell_1 = \frac{\ell_0}{D_{скв}} = \frac{11}{21,6} \approx 0,5$	$\ell_2 = 0,5$
$(nД)_1 = 4,32$	$(nД)_2 = 2,16$

Из графика Щурова следует:

$$(C_2)_1 = 1,6; \quad (C_2)_2 = 3,0.$$

Следовательно, в плохо проницаемом пласте вытеснение или отбор нефти будет происходить медленнее в $1/0,58 = 1,7$ раза.

Сделаем расчёт для перфоратора ПКСЛУ-80 со следующими техническими данными:

- $d_0 = 7$ мм = 0,7 см;
- длина перфорационного канала $\ell_0 = 21-22$ см;
- мощность пласта $h = 13$ м;
- диаметр скважины $D_{скв} = 0,216$ м.

$n_1 = 20$ отв./м	$n_2 = 10$ отв./м
$k_1 = 35$ мДарси	$k_2 = 70$ мДарси
$\alpha_1 = \frac{d_0}{D_{скв}} = \frac{0,7}{21,6} \approx 0,035$	$\alpha_2 = 0,035$
$\ell_1 = \frac{\ell_0}{D_{скв}} \approx 1$	$\ell_2 = 1$
$(nД)_1 = 4,32$	$(nД)_2 = 4,31$

Из графика Щурова следует

$$(C_2)_1 = 0; \quad (C_2)_2 = 0,8.$$

Тогда

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{0,35 \cdot \left(0,8 + \ln \frac{250}{216}\right)}{0,70 \cdot \left(0,1 + \ln \frac{250}{216}\right)} = \frac{7,8}{14} \approx 0,56,$$

то есть и в этом случае вытеснение или отбор идёт значительно хуже в слоях с низкой проницаемостью в $1/0,56 = 1,85$ раза.

Поэтому и происходит на Приразломном месторождении обводнение по прослоям с более высокой проницаемостью.

Для каждого конкретного случая следует подбирать вид перфоратора и плотность перфорации, которая соответствовала бы равномерным отборам – вытеснением по всем прослоям.

Литература:

1. Амиян В.А. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов / В.А. Амиян, А.В. Амиян, Н.П. Васильева. – М. : Недрa, 1980. – 375 с.
2. Дюков Л.М. Бурение газовых и газоконденсатных скважин / Л.М. Дюков. – 1979. – 296 с.
3. Булатов А.И. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика / А.И. Булатов, О.В. Савенок. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2010. – 539 с. (издание осуществлено при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований по проекту № 10-05-07083).
4. Гидродинамические методы исследования скважин на Приразломном месторождении [Электронный ресурс]. URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65635a2bc68a5d43b88421316d27_0.html

References:

1. Amiyani V.A. Opening and development of oil and gas layers / V.A. Amiyani, A.V. Amiyani, N.P. Vasilyeva. – M. : Subsoil, 1980. – 375 p.
2. Dyukov L.M. Drilling of gas and gas-condensate wells / L.M. Dyukov. – 1979. – 296 p.
3. Bulatov A.I. Completion of oil and gas wells: theory and practice / A.I. Bulatov, O.V. Save-nok. – Krasnodar : Education South, 2010. – 539 p. (the edition is carried out with finansivy support of the Russian fund of fundamental researches on the project No. 10-05-07083).
4. Hydrodynamic methods of research of wells on Prirazlomnoye a field [Electronic resource]. URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65635a2bc68a5d43b88421316d27_0.html