

## ОСОБЕННОСТИ КОНТРОЛЯ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ

М.К. Тупысев

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва

e-mail: tupysev@mail.ru

С учетом большого накопленного опыта разработки нефтегазовых месторождений, освоение которых зачастую сопровождается негативными последствиями (например, различные виды смятия и слома обсадных колонн эксплуатационных скважин с выходом их из строя [1, 2]; межпластовые перетоки пластовых флюидов, иногда с загрязнением водоносных горизонтов питьевой воды, выходом пластовых флюидов на поверхность [2]; осадка земной поверхности над разрабатываемыми месторождениями, сопровождаемая иногда техногенными землетрясениями [3, 4, 5]), все более очевидной становится потребность в контроле за этими последствиями техногенных процессов на всех стадиях освоения нефтегазовых месторождений.

Известны различные расчетные схемы оценки осадки земной поверхности, реализуемые еще на стадии проектирования разработки месторождения, например,

- на основе теории нелокально-упругого режима фильтрации [6, 7];
- с учетом размеров деформируемого пласта-коллектора [8];
- в плоской постановке [8, 9, 10].

Последняя расчетная схема наиболее часто применяется. Поскольку глубина залегания продуктивных пластов рассматриваемых месторождений (при решении задач осадки земной поверхности (поверхности морского дна) в результате деформации этих пластов из-за снижения пластового давления) значительно меньше, чем линейные размеры месторождений, то предлагается изменение толщин продуктивных пластов считать равным величине осадки земной поверхности. Величина осадки земной поверхности по этой расчетной схеме определяется как:

$$\Delta H = \sum (m \beta_{\text{пор}} \Delta P h), \quad (1)$$

где  $\Delta H$  – величина осадки земной поверхности;  $m$ ,  $\beta_{\text{пор}}$ ,  $\Delta P$ ,  $h$  – пористость, сжимаемость пор, изменение пластового давления и толщина отдельного продуктивного пласта рассматриваемого месторождения (залежи), соответственно.

Наиболее точным прямым способом контроля за изменением высотного положения точек земной поверхности является нивелирование. Впервые в отечественной практике

данный способ применительно к контролю за разработкой нефтегазовых месторождений был использован на Северо-Ставропольском месторождении [3], на территории которого было проведено нивелирование еще до открытия месторождения (в 1928–1947 гг.), что позволило оценить амплитуды осадки земной поверхности в результате разработки месторождения путем повторного нивелирования по тем же ходам в 1961 и 1962 гг.

Однако этот способ в ряде случаев не может быть использован для контроля за осадкой земной поверхности в результате разработки нефтегазовых залежей, особенно на месторождениях, уже находящихся в стадии разработки, поскольку в подавляющих случаях нет нивелирных ходов, проложенных до начала разработки, т.е. фоновых замеров. Поэтому в последние годы активно предлагаются и внедряются геодинамические полигоны на вводимых в разработку месторождениях, а также на подземных хранилищах газа (ПХГ) [11–15]. Геодинамические полигоны представляют собой сеть нивелирных ходов с охватом всей площади контролируемых залежей (обычно вдоль и в крест простирания структуры). Поскольку разработка месторождения или эксплуатация ПХГ влияет на окружающую водонапорную систему [16], то привязку нивелирных ходов осуществляют к реперам, находящимся или специально сооружаемым за пределами указанного влияния. Периодическое (для ПХГ – после циклов закачки газа и его отбора) высокоточное нивелирование (по изменению высотных отметок реперов нивелирных ходов) позволяет оценить количественную и площадную динамику развития деформационных процессов на площади месторождения или ПХГ, а также промышленную безопасность их эксплуатации.

Использование геодинамических полигонов особенно важно для контроля за разработкой крупных газовых месторождений, поскольку оценочные расчеты динамики развития техногенных процессов, в том числе и осадки земной поверхности (например, по формуле (1)), базируются на точечных замерах геолого-промысловых параметров горных пород пластов продуктивной залежи в местах проводки скважин, на результатах исследования кернового материала из этих скважин и расчетах изменения пластового давления по площади месторождения (на основании принятых проектных годовых отборов газа, проектных карт изобар). Для указанных расчетов необходимо знать величины, входящие в формулу (1), – пористость продуктивных пластов, их сжимаемость, толщины и изменение пластового давления.

Для определения сжимаемости пор горных пород, слагающих продуктивные пласты, очень важны исследования кернового материала данного месторождения, поскольку величина сжимаемости, входящая в (1), существенно зависит от минералогического состава данных пород, а также от изменения пластового давления [8]. Имеющиеся табличные данные по сжимаемости различных горных пород дают очень большой разброс данных [17].

В начале разработки месторождения (рис. 1) дренирование продуктивной залежи происходит равномерно по всей площади ее вскрытия эксплуатационными скважинами. Поэтому не возникает затруднений при определении пластового давления в межскважинном пространстве по данным о забойных давлениях эксплуатационных (и наблюдательных) скважин, а также о строении залежи – ее геологической модели.

В дальнейшем по мере снижения пластового давления по площади залежи начинают проявляться деформационные процессы (рис. 2), появляются первые данные о просадках земной поверхности на реперах геодинамического полигона. На основании имеющихся данных об изменении пластового давления, толщин продуктивных пластов, а также первых замеров величин осадки земной поверхности на реперах, расположенных около эксплуатационных скважин, можно определить среднюю сжимаемость продуктивных пластов дренируемого разреза по преобразованной формуле (1):

$$\beta_{сж} = \Delta H / \Delta P \cdot H_{п}, \quad (2)$$

где  $\beta_{сж}$  – средняя сжимаемость горных пород продуктивных пластов;  $\Delta H$  – величина осадки земной поверхности, приравненная к величине осадки кровли залежи;  $\Delta P$  – величина снижения пластового давления;  $H_{п}$  – толщина продуктивных пластов.

Сжимаемость горных пород и сжимаемость пор связаны известной зависимостью [8]:

$$\beta_{сж} = \beta_{пор} m + \beta_{г.п.} (1 - m), \quad (3)$$

где  $\beta_{г.п.}$  – сжимаемость скелета горных пород продуктивных пластов.

Поскольку  $\beta_{пор} \gg \beta_{г.п.}$ , то в расчетах, как правило, допускают  $\beta_{сж} \approx \beta_{пор} m$ .

Формулу (2) можно использовать для уточнения толщин дренируемых пластов в межскважинном пространстве, используя определенные по формуле (3) коэффициенты сжимаемости, вычисленные изменения пластовых давлений и замеренные на реперах геодинамического полигона изменения высотного положения земной поверхности в интересующих нас частях площади залежи.

В дальнейшем при значительных объемах отбора газа и снижениях пластового давления начинает проявляться водонапорный режим залежи с образованием конусов обводнения скважин (мы рассматриваем массивную многопластовую водоплавающую залежь). Для предотвращения обводнения скважин из-за подтягивания конусов воды в прискважинной зоне выполняются работы по изоляции нижних пластов в эксплуатационных скважинах (см. рис. 2). В результате таких работ из «отсеченных» нижних пластов прекращается плоскорадиальная фильтрация газа к забою эксплуатационных скважин, при наличии проницаемых пропластков их дренирование может продолжаться лишь за счет вертикальных перетоков газа в верхние дренируемые пласты.

Работы по изоляции нижних обводняющихся пластов могут повторяться, в результате в межскважинном пространстве образуются остаточные запасы пластового газа (мало дренируемые – за счет вертикальных перетоков или вообще не дренируемые – при отсутствии вертикальной проницаемости). Поэтому определение пластового давления в таких зонах затруднено. Имея же результаты замеров изменения высотного положения земной поверхности ( $\Delta H$ ) на геодинамическом полигоне, можно определять пластовое давление, используя определенные ранее толщины дренируемых продуктивных пластов ( $H_{п}$ ) и коэффициенты сжимаемости горных пород продуктивных пластов ( $\beta_{сж.п.}$ ) в прискважинной зоне:

$$P(t) = P_{пл.нач.} - \Delta H / \beta_{сж.п.} \cdot H_{п}, \quad (4)$$

где  $P_{пл.нач.}$ ,  $P(t)$  – начальное и текущее пластовые давления в точке замера  $\Delta H$ , соответственно.

При рассмотрении проблем деформации пластов горных пород в результате разработки месторождения (залежи) необходимо учитывать возможность деформации не только продуктивных пластов, но и окружающих их, например, глинистых пропластков.

При определенном перепаде давления между коллекторами и глинистыми пропластками (которое называют начальным градиентом давления) остаточная вода из неколекторов начинает фильтроваться (отжиматься) в коллекторы, в результате чего глинистые пропластки начинают участвовать в деформационных процессах, причем, зачастую с более значительным вкладом (чем коллекторы) в величины осадки земной поверхности. Первые исследования по определению начального градиента давления касались начала продвижения контурных вод в разрабатываемые залежи [18]. Позднее

были обоснованы вопросы наличия начального градиента давления применительно к процессам деформации коллекторов и окружающих их неколлекторов в процессе разработки месторождений углеводородов [3, 19]. При этом толщины неколлекторов, вовлекаемые в деформационные процессы ( $H_n$ ), предложено определять из выражения [3]:

$$H_n = \Delta P / \gamma, \quad (5)$$

где  $\gamma$  – начальный градиент давления,  $\Delta P$  – величина снижения пластового давления, соответственно.

Таким образом, общая деформация горных пород в разрезе залежи ( $\Delta H$ ) будет складываться из двух составляющих – величин деформации коллекторов ( $\Delta H_k$ ) и неколлекторов ( $\Delta H_n$ ).  $\Delta H = \Delta H_k + \Delta H_n$ .

Начало деформации неколлекторов можно зафиксировать в момент времени, когда выявленная осадка земной поверхности на реперах геодинамического полигона превысит ее вычисленную величину. Данный момент точнее фиксируется в местах расположения эксплуатационных скважин, поскольку в них происходит наибольшее снижение пластового давления, и, как следствие, развивается максимальная деформация продуктивных пластов, кроме того имеется возможность наиболее объективно рассчитывать величину осадки земной поверхности. Величина снижения пластового давления в данный момент времени будет соответствовать начальному градиенту давления. Зная начальный градиент давления, по формуле (5) мы можем определить толщину неколлекторов ( $H_n$ ), участвующих в деформационном процессе при дальнейшем снижении пластового давления, а также их сжимаемость:

$$\beta_{сж.н.} = \Delta H_n / \Delta P \cdot H_n. \quad (6)$$

При таком усложнении деформационных процессов пластовое давление в межскважинном пространстве можно определить методом последовательных приближений, подгоняя величину вычисленной деформации коллекторов и неколлекторов к величине замеренного опускания земной поверхности на реперах геодинамического полигона:

$$\Delta H = \Delta P (\beta_{сж.п.} \cdot H_p + \beta_{сж.н.} \cdot H_n). \quad (7)$$

При определении величин деформации пластов необходимо учитывать зависимость сжимаемости горных пород от пластового давления. Такие зависимости определяются на основании лабораторных исследований кернового материала. Поэтому для полноценного контроля за разработкой особенно сложных и крупных газовых

месторождений необходимы лабораторные исследования kernового материала с максимальным охватом данных как по площади, так и по разрезу месторождения, а также геодинамический полигон, сооружаемый до начала разработки месторождения.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Черский Н.В., Виноградов В.Н., Савченко В.В., Жиденко Г.Г., Тупысев М.К., Криворучко Е.П., Буланкин Г.А. Деформация обсадных колонн эксплуатационных скважин месторождения Северного Кавказа. М.: ВНИИЭгазпром, 1989. 44 с.

2. Виноградов В.Н., Савченко В.В., Жиденко Г.Г., Славянский А.А., Тупысев М.К., Олексюк В.И., Фоменко К.Я. Причины деформации обсадных колонн эксплуатационных скважин (межколонные газопроявления). М.: ВНИИЭгазпром, 1990. 47 с.

3. Петренко В.И., Ильченко Л.А., Канашиук В.Ф. О механизме просадки земной поверхности при добыче жидких и газообразных полезных ископаемых // Сов. геология. 1983. № 7. С. 109–115.

4. Терновой Ю.В., Сергеев В.Н., Гниловский В.Г. и др. О деформации земной поверхности на разрабатываемом Североставропольском месторождении газа // Докл. АН СССР. 1985. Т. 164. №4. С. 885–888.

5. Тупысев М.К. Техногенные деформационные процессы при разработке газовых месторождений / Обзорная информация. Серия «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений». М.: ИРЦ Газпром, 1997. 28 с.

6. Афанасьев Е.Ф. Нелокально-упругий режим фильтрации и восстановления давления в глубинных пластах // Прикладная математика, теоретическая физика. 1969. № 6. С. 113–116.

7. Афанасьев Е.Ф., Николаевский В.Н. К обоснованию теории нелокально-упругого режима фильтрации при помощи уравнений теории упругости // Прикладная математика, теоретическая физика. 1971. № 4. С. 82–86.

8. Кузьмин Ю.О., Жуков В.С. Современная геодинамика и вариации физических свойств горных пород. М.: Горная книга, 2004. 262 с.

9. Geertsma J. Land subsidence above compacting oil and gas reservoirs // J. Petrol. Technol. 1973. Vol. 50. P. 734–744.

10. Гамтенбергер Ю.П. Причины и прогноз проседаний земной поверхности в районах разрабатываемых нефтяных и газовых месторождений. // Бюллетень МОИП, отделение геологии. 1984. Т.59, Вып.1. С. 108–118.

11. Охрана недр и геолого-маркшейдерский контроль. Инструкция по производству маркшейдерских работ (РД 07-603-03). Серия 07. Выпуск 15. М.: Государственное унитарное предприятие «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2003. 120 с.

12. Арутюнов А.Е., Жуков В.С., Кузьмин Ю.О., Никонов А.И. Производственный мониторинг подземных хранилищ газа с целью обеспечения их геодинамической безопасности // Геодинамика в решении экологических проблем развития нефтегазового комплекса. М.: ИРЦ Газпром, 2004. Т. 2. С. 54–63.

13. Арутюнов А.Е., Грунин А.Г., Зубарев А.П. и др. Горно-геологическое обоснование и проектирование геодинамических полигонов на подземных хранилищах газа (на примере Касимовского ПХГ) // Маркшейдерский вестник. 2012. № 4. С. 45–51.

14. Ярыгин Г.А., Лукьянов О.В., Гизатуллин А.Р., Кузьмин Ю.О., Никонов А.И., Тюрин А.Л. Обоснование и проектирование геодинамического полигона на Шатровском ПХГ // Газовая промышленность. Спецвыпуск. 2012. № 684. С. 66–70.

15. Инструкция по обоснованию и разработке проектов геодинамических полигонов на подземных хранилищах газа в водоносных пластах и истощенных месторождениях углеводородов и требований к анализу получаемых результатов измерений. М.: ООО «ГазпромПХГ», 2013. 40 с.

16. Корценштейн В.Н. Нарушение равновесия природных флюидальных систем при разработке газовых и газоконденсатных месторождений. М.: Недра, 1980. 224 с.

17. Добрынин В.М. Деформация и изменение физических свойств коллекторов нефти и газа. М.: Недра, 1970. 239 с.

18. Мирзаджанзаде А.Х., Баренблат Р.М., Ентов В.М. и др. О возможном влиянии начального градиента на разработку многопластовых газовых и газоконденсатных месторождений при водонапорном режиме // Изв. вузов. Нефть и газ. 1970. № 1. С. 39–46.

19. Щугорев В.Д., Суслов В.А., Ильин А.Ф. и др. Определение количества «отжатой» воды из плотных коллекторов // Газовая промышленность. 2000. № 2. С. 51–53.

## REFERENCES

1. Cherskiy N.V., Vinogradov V.N., Savchenko V.V., Zhidenko G.G., Tupysev M.K., Krivoruchko E.P., Bulankin G.A. Deformatsiya obsadnykh kolonn ekspluatatsionnykh skvazhin mestorozhdeniya Severnogo Kavkaza. M.: VNIIEgazprom, 1989. 44 s.

2. *Vinogradov V.N., Savchenko V.V., Zhidenko G.G., Slavyanskiy A.A., Tupysev M.K., Oleksyuk V.I., Fomenko K.Ya.* Prichiny deformatsii obsadnykh kolonn ekspluatatsionnykh skvazhin (mezhkolonnye gazoprovyavleniya). M.: VNIIEgazprom, 1990. 47 s.
3. *Petrenko V.I., Il'chenko L.A., Kanashuk V.F.* O mekhanizme prosadki zemnoy poverkhnosti pri dobyche zhidkikh i gazoobraznykh poleznykh iskopaemykh // *Sov. geologiya*. 1983. № 7. S. 109–115.
4. *Ternovoy Yu.V., Sergeev V.N., Gnilovskiy V.G. i dr.* O deformatsii zemnoy poverkhnosti na razrabatyvaemom Severostavropol'skom mestorozhdenii gaza // *Dokl. AN SSSR*. 1985. T. 164. № 4. S. 885–888.
5. *Tupysev M.K.* Tekhnogennyye deformatsionnyye protsessy pri razrabotke gazovykh mestorozhdeniy / *Obzornaya informatsiya. Seriya «Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy»*. M.: IRTS Gazprom, 1997. 28 s.
6. *Afanas'ev E.F.* Nelokal'no-uprugiy rezhim fil'tratsii i vosstanovleniya davleniya v glubinnnykh plastakh // *Prikladnaya matematika, teoreticheskaya fizika*. 1969. № 6. S. 113–116.
7. *Afanas'ev E.F., Nikolaevskiy V.N.* K obosnovaniyu teorii nelokal'no-uprugogo rezhima fil'tratsii pri pomoshchi uravneniy teorii uprugosti // *Prikladnaya matematika, teoreticheskaya fizika*. 1971. № 4. S. 82–86.
8. *Kuz'min Yu.O., Zhukov V.S.* Sovremennaya geodinamika i variatsii fizicheskikh svoystv gornyykh porod. M.: Gornaya kniga, 2004. 262 s.
9. *Geertsma J.* Land subsidence above compacting oil and gas reservoirs // *J. Petrol. Technol.* 1973. Vol. 50. P. 734–744.
10. *Gattenberger Yu.P.* Prichiny i prognoz prosedaniy zemnoy poverkhnosti v rayonakh razrabatyvaemykh neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. // *Byulleten' MOIP, otdelenie geologii*. 1984. T.59, Vyp.1. S. 108–118.
11. Okhrana neдр i geologo-marksheyderskiy kontrol'. Instruktsiya po proizvodstvu marksheyderskikh rabot (RD 07-603-03). Seriya 07. Vypusk 15. M.: Gosudarstvennoe unitarnoe predpriyatie «Nauchno-tekhnicheskiiy tsentr po bezopasnosti v promyshlennosti Gosgortekhnadzora Rossii», 2003. 120 s.
12. *Arutyunov A.E., Zhukov V.S., Kuz'min Yu.O., Nikonov A.I.* Proizvodstvennyy monitoring podzemnykh khranilishch gaza s tsel'yu obespecheniya ikh geodinamicheskoy bezopasnosti // *Geodinamika v reshenii ekologicheskikh problem razvitiya neftegazovogo kompleksa*. M.: IRTS Gazprom, 2004. T. 2. S. 54–63.



13. *Arutyunov A.E., Grunin A.G., Zubarev A.P.* i dr. Gorno-geologicheskoe obosnovanie i proektirovanie geodinamicheskikh poligonov na podzemnykh khranilishchakh gaza (na primere Kasimovskogo PKHG) // Marksheyderskiy vestnik. 2012. № 4. S. 45–51.

14. *Yarygin G.A., Luk'yanov O.V., Gizatullin A.R., Kuz'min Yu.O., Nikonov A.I., Tyurin A.L.* Obosnovanie i proektirovanie geodinamicheskogo poligona na Shatrovskom PKHG // Gazovaya promyshlennost'. Spetsvypusk. 2012. № 684. S. 66–70.

15. Instruktsiya po obosnovaniyu i razrabotke proektov geodinamicheskikh poligonov na podzemnykh khranilishchakh gaza v vodonosnykh plastakh i istoshchennykh mestorozhdeniyakh uglevodorodov i trebovaniy k analizu poluchaemykh rezul'tatov izmereniy. M.: OOO «GazpromPKHG», 2013. 40 s.

16. *Kortsenshteyn V.N.* Narusheniye ravnovesiya prirodnykh flyuidal'nykh sistem pri razrabotke gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy. M.: Nedra, 1980. 224 s.

17. *Dobrynin V.M.* Deformatsiya i izmeneniye fizicheskikh svoystv kollektorov nefi i gaza. M.: Nedra, 1970. 239 s.

18. *Mirzadzhanzade A.Kh., Barenblat R.M., Entov V.M.* i dr. O vozmozhnom vliyaniy nachal'nogo gradienta na razrabotku mnogoplastovykh gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy pri vodonapornom rezhime // Izv. vuzov. Neft' i gaz. 1970. № 1. S. 39–46.

19. *Shchugorev V.D., Suslov V.A., Il'in A.F.* i dr. Opredeleniye kolichestva «otzhatoy» vody iz plotnykh kollektorov // Gazovaya promyshlennost'. 2000. № 2. S. 51–53.

ПРИЛОЖЕНИЕ

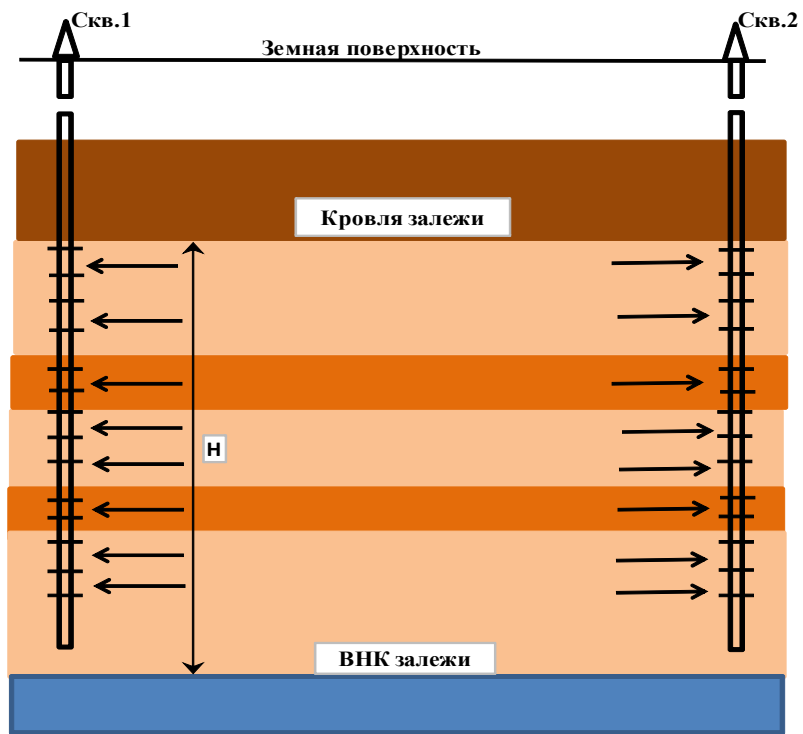


Рис. 1. Схема дренирования газовой залежи в начале ее разработки

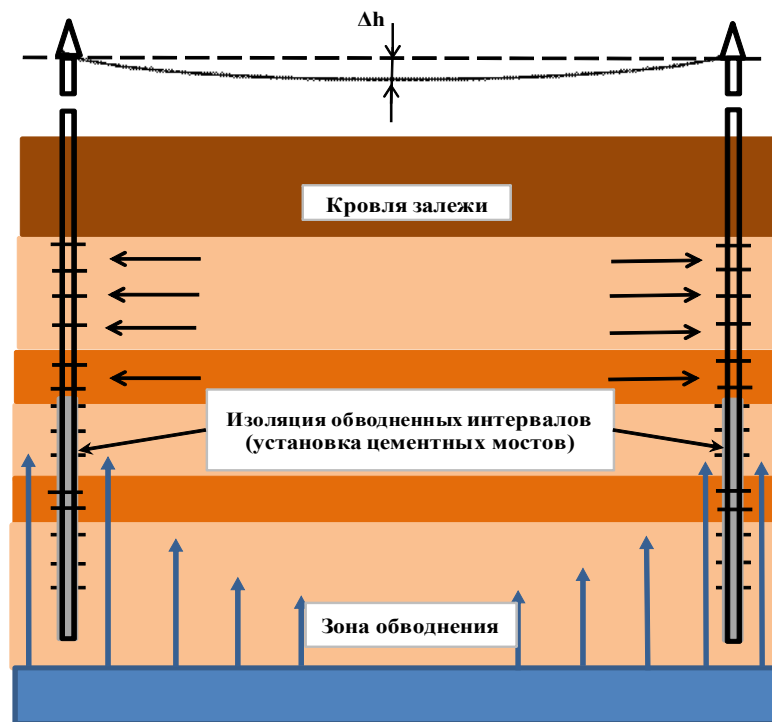


Рис. 2. Схема дренирования газовой залежи после изоляции обводненных интервалов в эксплуатационных скважинах и развития техногенных деформационных процессов (опускания земной поверхности)