

На разработанное «Устройство для определения технического состояния обсадной колонны» в 2010 г в соавторстве получен патент РФ [2].

Литература

1. Будников В. Ф., Макаренко П. П., Юрьев В. А., Диагностика и капитальный ремонт обсадных колонн в нефтяных и газовых скважинах. М.: Недра, 1997. 226 с.
2. Патент № 93880 RU, МПК E21B 47/00. Устройство для определения технического состояния обсадной колонны / А-Г. Г. Керимов, А. А. Иванов, А. Ф. Керимов. Заявл. 25.12. 2009; опубл. 10.05.2010, Бюл. № 13.

УДК 672.9:553.98

**Гридин Владимир Алексеевич, Еремина Наталья Владимировна,
Стерленко Зинаида Васильевна, Кузнецова Александра Анатольевна,
Галай Борис Федорович**

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ТЕХНОГЕННЫХ ИЗМЕНЕНИЙ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПХГ (НА ПРИМЕРЕ РЕЗЕРВУАРА В ОТЛОЖЕНИЯХ ЗЕЛЕННОЙ СВИТЫ)

Изменения коллекторских свойств в процессе эксплуатации ПХГ на примере резервуара в отложениях зеленой свиты были изучены и приняты во внимание при анализе результатов исследования. При разделении скважин на группы был применен современный метод анализа данных, а именно кластерный анализ, используемый в статистических исследованиях для классификации объектов; он был реализован в программном обеспечении Statistica.

Ключевые слова: подземное хранилище газа, фильтрационные свойства, проницаемость, резервуар, кластерный анализ, Statistica.

**Gridin Vladimir A., Eremina Natalia V., Sterlenko Zinaida V.,
Kuznetsova Alexandra A., Galai Boris Ph.**

REGULARITY OF TECHNOLOGICAL CHANGES OF FLUID FLOW RESERVOIR PROPERTIES ALONG UGS EXPLOITATION (GREEN SUITE DEPOSITS CASE STUDY)

Effects of several technological factors on reservoir properties of the Green Suite deposits were studied and were taken into consideration based on the UGS wells long-term research result analysis. To divide wells into groups according to boreholes work uniformity was applied modern method of data analysis, namely Cluster analysis used in statistic studies for the objects classification; it was implemented in Statistica software.

Key words: Underground Gas Storage (UGS), fluid flow properties, permeability, nature reservoir, boreholes work uniformity, Cluster analysis, Statistica.

Одним из основных критериев создания подземных хранилищ газа в терригенных коллекторах являются удовлетворительные емкостно-фильтрационные свойства резервуара [1, 2]. Вместе с тем при проектировании долгосрочного хранения зачастую не принимаются во внимание динамические напряжения, возникающие в матрице пород под действием циклических нагрузок. Многолетняя практика эксплуатации подземных хранилищ (Северо-Ставропольское, Касимовское и др.) показывает, что принимаемая на момент создания петрофизическая модель уже через два-три года требует серьезных коррективов [3, 4]. Другими словами, необходимо создание не статических, а динамических моделей резервуара. С этой целью нами была предпринята попытка изучить и в какой-то степени учесть воздействие некоторых техногенных факторов на коллекторские свойства резервуара зеленой свиты.

То, что коллекторские свойства изменяются в процессе эксплуатации ПХГ, факт многократно доказанный. При этом может происходить как увеличение порового пространства и фильтрационной способности пород во времени (в основном за счет выноса мелкозернистого межзернового материала и разрушения каркаса породы), так и уменьшение указанных характеристик (за счет кольматации призабойных зон материалом техногенного происхождения, который поступает в скважины вместе с закачиваемым газом).

Для решения вопроса о характере изменения проницаемости во времени (и по площади) нами был произведен расчет проницаемости по данным работы скважин в течение XII, XVIII, XXII циклов отбора газа.

Были рассчитаны коэффициенты проницаемости по данным работы всей газонасыщенной толщины скважин в XII, XVIII, XXII циклах. По полученным значениям проницаемости построены гистограммы распределения коэффициентов проницаемости. Анализ показывает, что во всех циклах преобладали коэффициенты проницаемости $1,5\text{--}5 \text{ мкм}^2$, их содержание изменялось от 44 % в XII цикле до 56,7 % в XVIII цикле.

Если говорить о распределении других интервалов проницаемости, то можно отметить, что последовательно от XII к XXII циклу уменьшалось количество скважин, в которых проницаемость была $< 1,5 \text{ мкм}^2$ примерно от 10 % (XII цикл) до 6 % (XXII цикл). Количество скважин, проницаемость в которых составила $> 15 \text{ мкм}^2$ увеличилось от 1,5 % (XII цикл) до 6,5 % (XXII цикл). То есть, можно сказать, что в этот период шло непрерывное улучшение проводимости дренажной сети.

По этим же данным были построены схемы изменения проницаемости по трем указанным циклам отбора. Не останавливаясь на детальном описании каждой карты (рисунки 1А, Б, В), можно отметить характерные особенности.

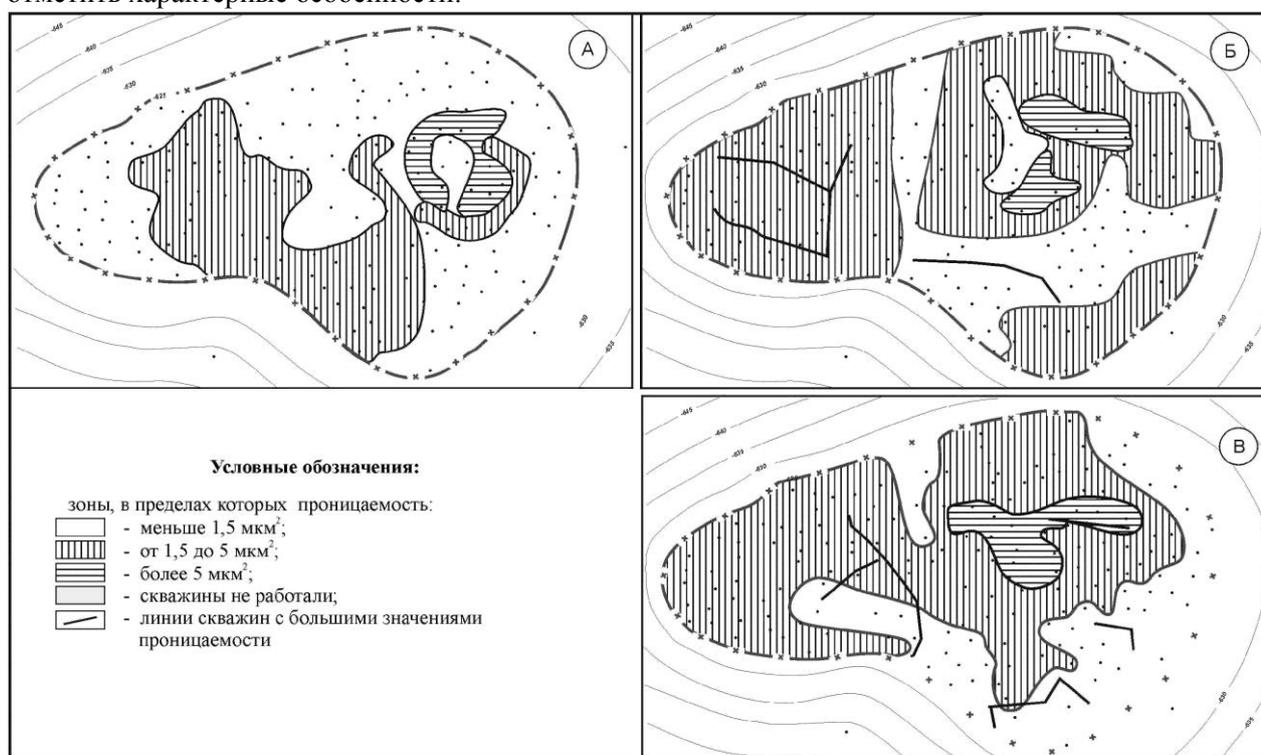


Рис. 1. Северо-Ставропольское ПХГ. Схема изменения проницаемости (дренируется вся газонасыщенная толщина), рассчитанной по результатам работы скважин в циклах отбора: А – XII, Б – XVIII, В – XXII

Если распределение зон с разной проницаемостью в XII цикле имело мозаичный характер и совершенно не совпадало с зонированием резервуара, то распределение зон в XXII цикле приближается по своим контурам к границам зонирования, что позволило по этим данным сделать некоторое уточнение ранее проведенных границ:

- на всех картах наибольшей площадью распространения пользуются зоны с проницаемостью $1,5\text{--}5 \text{ мкм}^2$;
- на всех картах зоны с проницаемостью $> 5 \text{ мкм}^2$ тяготеют примерно к одним и тем же участкам резервуара, в основном, это его центральная часть;
- зоны с проницаемостью меньше $1,5 \text{ мкм}^2$ также тяготеют к определенным участкам (южному и северо-западному); кроме того, на картах по XVIII и XXII циклам появляется зона пониженных значений проницаемости, имеющая субмеридиональное направление, причем на карте по

XVIII циклу она делит резервуар на две примерно равные части, а по XXII прерывается в районе скважин № 273, 285, 297;

– в пределах зон, имеющих более низкую проницаемость, отмечаются скважины с более высокой проницаемостью, которые располагаются обычно по линейным профилям (характеристика профилей приведена в работе [3]).

Как это уже подчеркивалось, толща пород зеленой свиты неоднородна по литологическому составу (в частности глинистости), пористости и проницаемости. В вертикальном разрезе резервуар представлен чередованием слоев и прослоев с разной степенью глинистостью, а, следовательно, и коллекторскими свойствами. Точно оценить количество слабо и хорошо проницаемых про-слоев, которые к тому же выклиниваются по простиранию, очень сложно. По крайней мере, в нашем распоряжении таких данных нет. Но, учитывая, что такой факт имеет место, мы решили произвести теоретический расчет коэффициентов проницаемости, предположив, что удельный объем притока (оттока (dq)) по скважине, рассчитанным нами ранее остается тот же, но фильтруется он через поверхность дренируемого объема пласта, который имеет толщину, отличающуюся от толщины всего пласта. Мы произвели расчет проницаемости, предположив, что суммарная толщина проницаемых пропластков равна: 1 – половине общей газонасыщенности толщины пласта; 2 – газонасыщенной толщине 1 пласта.

По этим данным построены гистограммы распределения проницаемости. Несомненно, уменьшение толщины зоны фильтрации ведет к уменьшению фильтрующей поверхности, следовательно, к увеличению скорости фильтрации газа и проницаемости пород.

Иными словами, отобрать фактический объем газа при условии уменьшения поверхности зоны фильтрации каждой скважины можно только при соответствующем увеличении проницаемости пласта на контакте зон, дренируемых скважинами.

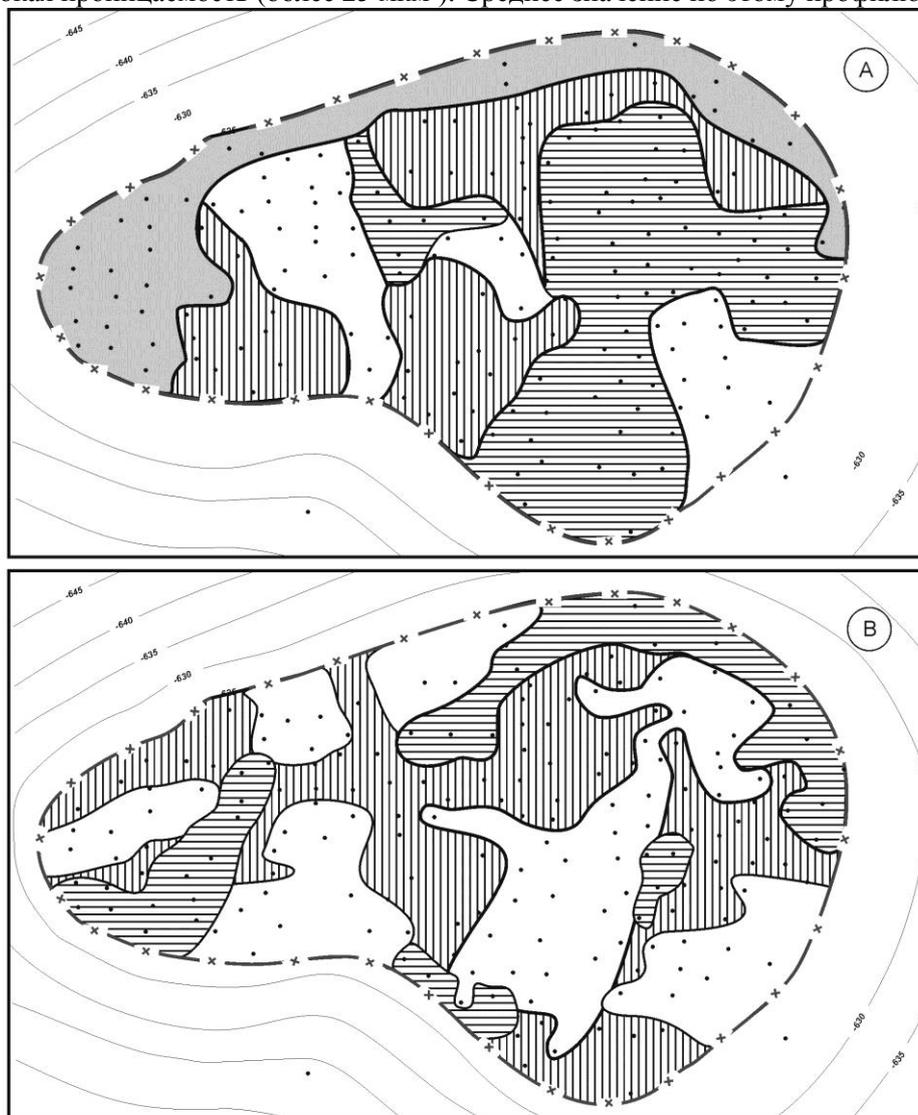
Мы предположили, что при любом варианте меняется (при различных условиях, принимаемых в расчетах) не только проницаемость, но и дренируемая толщина. С позиции понимания физических процессов, происходящих в скважине, можно предположить, что после каждого цикла закачки в отдельно взятой скважине в цикле отбора начинает работать только определенный набор проницаемых пропластков, причем вероятнее всего существенно отличающийся (по значению проницаемости, количеству пропластков и др.) от заключительных этапов предыдущего цикла отборов. Скорее всего, это обусловлено тем, что во время закачки газа мы в какой-то степени (может быть, и в значительной) изменяем часть дренажной системы в ПЗП. Механические примеси и вода способствуют частичному засорению фильтрационных каналов, разбуханию глинистых материалов и другим процессам, влияющим на ЕФС продуктивной зоны пласта. В результате изменяется величина проницаемости, а, следовательно, и работающие интервалы эффективной толщины. С увеличением интервала снижается скорость фильтрации в ПЗП и наоборот. С уменьшением интервала при данной депрессии скорость фильтрации в ПЗП возрастает, активизируются процессы разрушения каркаса породы и выноса глинистых и мелкоалевритовых частиц.

Анализ имеющихся данных по проницаемости по различным циклам и с разной фильтрующей толщиной показал, что действительно проницаемость в разных циклах для одной и той же скважины может оказаться очень близкой, но при условии дренирования фильтрующих пропластков различной толщины.

По полученным данным были составлены схемы для XII и XXII циклов с выделенными зонами, в пределах которых работала та или иная толщина пласта (рис. 2 А, В).

Анализ схем показывает, что на самом деле в различных циклах отбора к работе подключалось различное количество проницаемых пропластков. Причем контуры этих полей проницаемости менялись во времени. К примеру, если в XII цикле значительное поле, вытянутое в субмеридиональном направлении и тяготеющее к восточной границе резервуара, работало таким образом, что фильтрующая толщина соответствовала всей газонасыщенной толщине, то в XXII цикле отбора примерно в пределах этого же поля фильтрующая толщина соответствовала толщине I пласта. Имеющиеся материалы свидетельствуют, что полученные нами данные по средним значениям проницаемости являются наиболее объективными. Проницаемость менялась практически в течение трех изученных циклов отбора, менялась толщина проницаемых пропластков, подключаемых к работе скважины. В пределах резервуара выделены зоны с проницаемостью меньше 5 мкм^2 (преобладает) и от $5\text{--}15 \text{ мкм}^2$. Проницаемость более 15 мкм^2 имеют единичные скважины, которые разбро-

саны не беспорядочно, а закономерно располагаются на трех профилях. Причем на каждом профиле средние значения проницаемости различаются, а в пределах профиля по скважинам близки. Так по профилю скважин № 340–309 проницаемость составляет от 9,3 до 12,9 мкм², за исключением скважины № 335, в которой во всех циклах (даже при условии работы всей газонасыщенной толщины) была отмечена высокая проницаемость (более 25 мкм²). Среднее значение по этому профилю – 15 мкм².



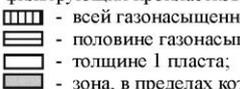
Условные обозначения:
 границы зон, в пределах которых суммарная толщина
 фильтрующих пропластков соответствовала:

 - всей газонасыщенной толщине;
 - половине газонасыщенной толщины;
 - толщине I пласта;
 - зона, в пределах которой скважины не работали

Рис. 2. Северо-Ставропольское ПХГ. Модельная схема зонирования резервуара в горизонте зеленая свита по значениям дренируемых толщин в: А – XII цикле; В – XXII цикле отбора

В качестве осуществляемого метода, основанного на системном подходе, применялось группирование скважин по их потенциальным возможностям, отражающим величину отобранных и закачанных объемов газа за цикл в резервуар зелёной свиты Северо-Ставропольского ПХГ.

Для решения задачи выделения групп скважин по принципу однородности работы были использованы современные методы анализа данных, а именно кластерный анализ, применяемый в статистических исследованиях при классификации объектов, и реализованный в компьютерной программе Statistica. Диагностическим признаком являлось отношение величины закачанного газа

в скважину за цикл к величине отобранного за соответствующий цикл. Использовались данные по 155 скважинам за 10 циклов отбора и закачки (с X по XX). Учитывая тот факт, что использовался один признак, стандартизация данных не проводилась. В работе был использован итеративный метод группировки K-MEANS CLUSTERING.

Принципиально метод K-MEANS CLUSTERING работает следующим образом:

1. Вначале задается некоторое разбиение данных на кластеры; вычисляются центры тяжести кластеров.
2. Происходит перемещение точек: каждая точка помещается в ближайший к ней кластер.
3. Вычисляются центры тяжести новых кластеров.
4. Шаги 2 и 3 повторяются, пока не будет найдена стабильная конфигурация, то есть кластеры не будут изменяться.

Оценка количества кластеров, на которые будет выполняться разбиение, проводится исходя из следующих принципов:

- Групп не должно быть слишком много, что может существенно увеличить трудозатраты на обработку результатов кластеризации.
- Слишком малое количество групп приведет к объединению разнородных данных, тем самым, снизив возможности дифференциации и геолого-технологического обоснования типов режима скважин.

В результате применения анализа геолого-промысловых данных все скважины были сгруппированы в 5 классов. Каждый кластер характеризуется определенной величиной средних значений исследуемого признака (рис. 3).

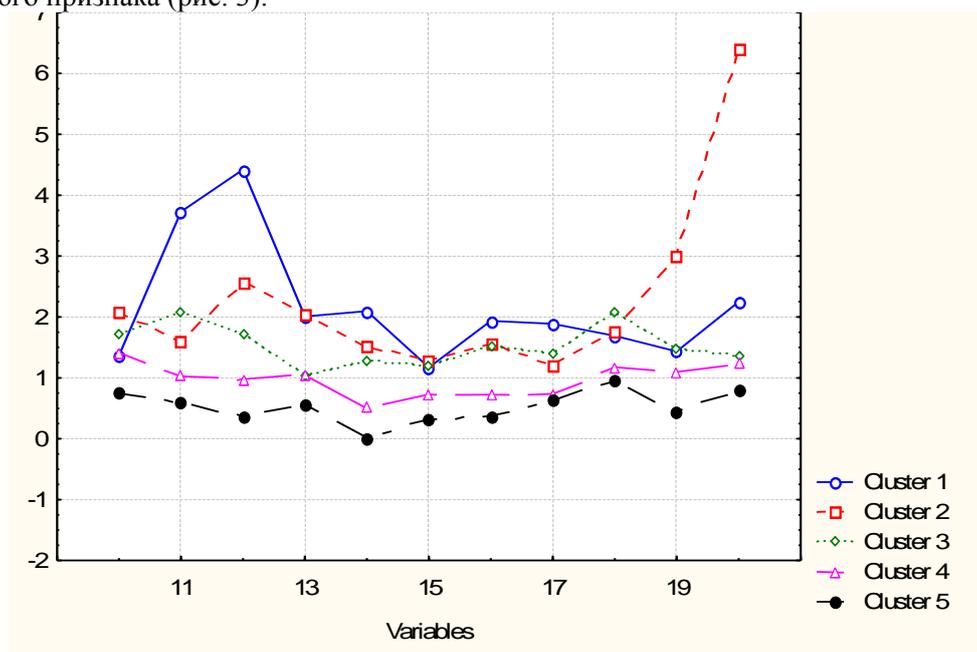


Рис. 3. График средних значений исследуемого признака для выделенных кластеров

Проведенный анализ статистических характеристик диагностического признака кластеров показывает, что в среднем каждая группа характеризуется определенной приуроченностью к участкам резервуара горизонта зеленая свита.

Таблица 1

Статистические характеристики диагностического признака по кластерам

№ класса	Среднее	Среднеквадратическое стандартное отклонение	Минимум / максимум	Коэффициент вариации	Количество скважин
1	2,18	1,00	1,17 ÷ 4,4	0,46	6
2	2,27	1,47	1,2 ÷ 6,4	0,65	5
3	1,53	0,33	1,06 ÷ 2,08	0,22	23
4	0,97	0,26	0,52 ÷ 1,41	0,27	25
5	0,53	0,27	0 ÷ 0,97	0,51	23

По результатам кластерного анализа выделяются 2 крупные группы скважин [4] .

Первая, на долю которой приходится 48 % скважин, характеризуется тем, что в скважинах на протяжении исследуемых циклов объем отобранного газа превышает объем закачанного (четвертый и пятый кластеры). Величина среднего значения диагностического признака 0,97 и 0,53 соответственно. Территориально скважины пятого кластера оконтуривают залежь с севера-востока и юга-востока непрерывной узкой дугой, повторяя конфигурацию контура ГВК в этой части залежи (рис. 4). Скважины четвертого кластера в виде двух вытянутых полос преимущественно субширотного простирания примыкают к зоне распространения скважин пятого кластера на севере и на юге. В центре залежи выделяется небольшой участок четвертого кластера, окруженный скважинами первого и третьего кластеров.

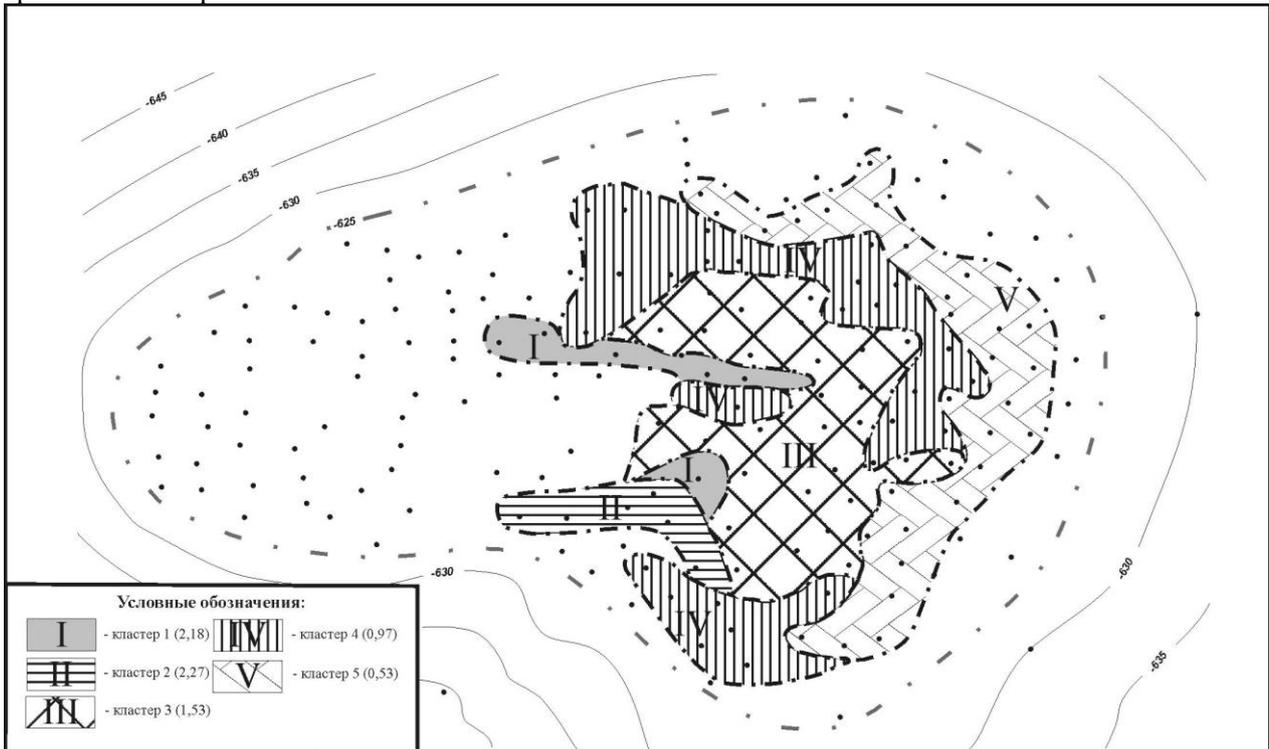


Рис. 4. Северо-Ставропольское ПХГ. Схема зонирования резервуара зеленой свиты по однородности режима работы скважин в циклах отбора и закачки газа за период с X по XX циклы на 19.04.00

Вторая группа представлена первым, вторым и третьим кластерами. Во всех скважинах этой группы объем отобранного газа меньше, чем объем закаченного во всех изученных циклах.

Наибольшее количество скважин приходится на третий кластер – 28 %. Величина среднего значения исследуемого признака (1,53) показывает превышение количества закаченного газа над отобраным в 1,5 раза. Территориально скважины занимают центральную область резервуара подземного хранилища газа (ПХГ).

Величины средних значений исследуемого признака для первого и второго кластеров 2,18 и 2,27 соответственно, что свидетельствует о превышении количества закаченного газа над отобраным более чем в 2 раза.

По графику для двух кластеров, выделенных по результатам исследования наименьшего количества скважин, прослеживаются следующие тенденции:

- снижение величины диагностического признака для первого кластера с 4,5 до 1,5 за период с 10 по 20 циклы эксплуатации ПХГ;
- увеличение величины исследуемого признака для второго кластера за этот же период с 2 до 6,5.

Территориально скважины второго кластера локализуются в виде субширотно вытянутой полосы на юге резервуара, а скважины первого кластера в северной части центральной зоны.

Сравнивая схемы по проницаемости и схемы с выделенными кластерами можно констатировать, что скважины 4 и 5 кластеров (где объем отобранного газа превышает объем закачанного) для северных участков тяготеет к зоне в повышенными значениями проницаемости (рис. 5), а для южных и восточных районов - к зонам с более низкими значениями проницаемости.

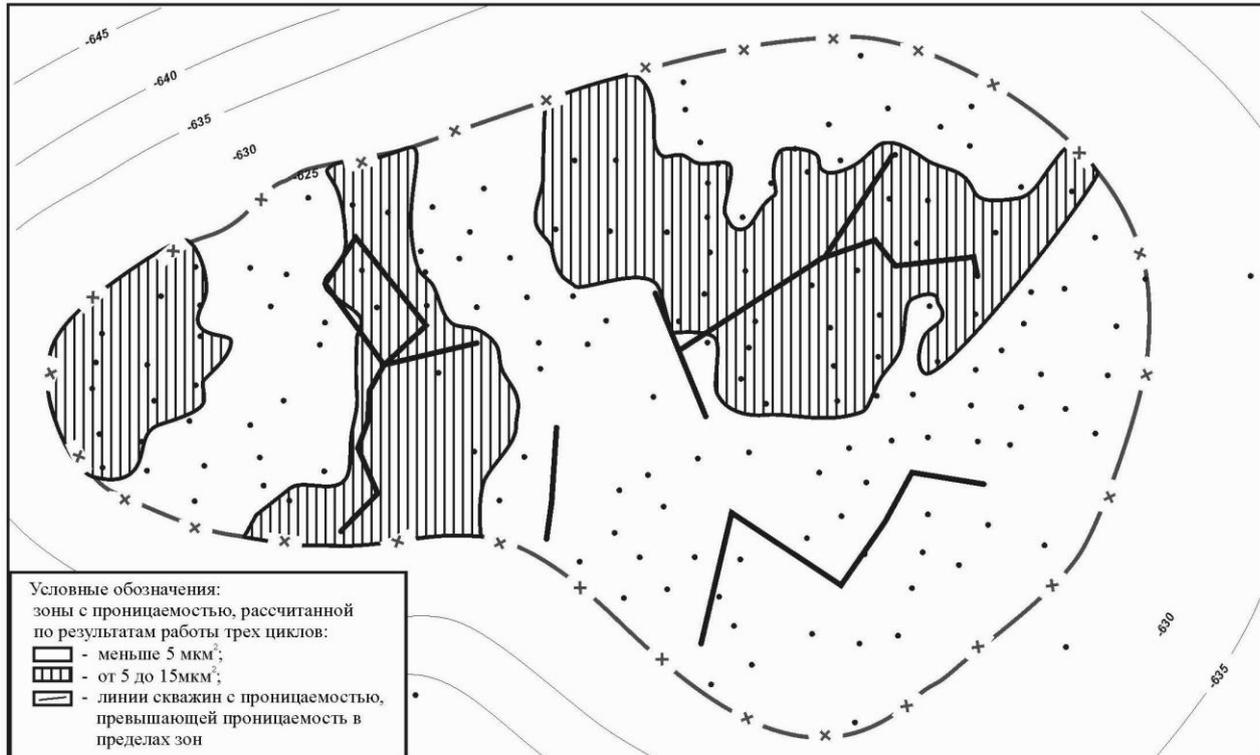


Рис. 5. Северо-Ставропольское ПХГ. Схема изменения проницаемости (по результатам работы трех циклов)

Можно предположить, что приуроченность к периферии ПХГ кластеров 4 и 5 связано с остаточными запасами газа на начало создания ПХГ и созданием тоннельных путей миграции газа после отеснения пластовой воды. Этим можно объяснить приуроченность кластера скважин с превышением объемов отборов над объемами закачки в среднем в два раза (пятый кластер) к периферии ПХГ на востоке резервуара.

Полученные данные позволили значительно уточнить схему распределения полей проницаемости, зонирование резервуара по степени однородности и составить более обоснованную динамическую модель резервуара ПХГ в горизонте зеленая свита.

Литература

1. Яремийчук Р. С., Ефремов И. Ф., Иванов В. Н. Воздействие на призабойную зону скважин многократными депрессиями-репрессиями // Нефтяное хозяйство. – 1987. – № 11.
2. Тагиров К. М., Гноевых А. Н., Лобкин А. Н. Вскрытие продуктивных нефтегазовых пластов с аномальными давлениями. – М.: Недра, 1996. –183 с.
3. Гридин В. А., Стерленко З. В., Ерёмин Н. В. Определение фильтрационных характеристик резервуара хадумского горизонта по комплексу геолого-промысловых данных в процессе эксплуатации Северо-Ставропольского ПХГ // Вузовская наука – Северо-Кавказскому региону: тезисы докладов 15-й научно-технической конференции. Т. 1. – Ставрополь: СевКавГТУ, 2010. – С. 116 – 117.
4. Гридин В. А., Еремина Н. В., Стерленко З. В., Кузнецова А. А. Применение кластерного метода при анализе геолого-промысловых данных горизонта зеленая свита Северо-Ставропольского ПХГ в компьютерной программе Statistica // IX международная научно-практическая конференция «Наука в информационном пространстве» в 8 томах. Том 7. Сучасні проблеми та їх вирішення - Днепропетровск, 2013. – С. 19–25.